Lastro de energia do

SISTEMA HIDROTÉRMICO BRASILEIRO

Cássio Giuliani Carvalho

Atena Editora
Ano 2024

Lastro de energia do

SISTEMA HIDROTÉRMICO BRASILEIRO

Cássio Giuliani Carvalho

Ano 2024

DECLARAÇÃO DO AUTOR

O autor desta obra: 1. Atesta não possuir qualquer interesse comercial que constitua um conflito de interesses em relação ao conteúdo publicado; 2. Declara que participou ativamente da construção dos respectivos manuscritos, preferencialmente na: a) Concepção do estudo, e/ou aquisição de dados, e/ou análise e interpretação de dados; b) Elaboração do artigo ou revisão com vistas a tornar o material intelectualmente relevante; c) Aprovação final do manuscrito para submissão.; 3. Certifica que o texto publicado está completamente isento de dados e/ou resultados fraudulentos; 4. Confirma a citação e a referência correta de todos os dados e de interpretações de dados de outras pesquisas; 5. Reconhece ter informado todas as fontes de financiamento recebidas para a consecução da pesquisa; 6. Autoriza a edição da obra, que incluem os registros de ficha catalográfica, ISBN, DOI e demais indexadores, projeto visual e criação de capa, diagramação de miolo, assim como lançamento e divulgação da mesma conforme critérios da Atena Editora.

MULTIDISCIPLINAR

DECLARAÇÃO DA EDITORA

A Atena Editora declara, para os devidos fins de direito, que: 1. A presente publicação constitui apenas transferência temporária dos direitos autorais, direito sobre a publicação, inclusive não constitui responsabilidade solidária na criação dos manuscritos publicados, nos termos previstos na Lei sobre direitos autorais (Lei 9610/98), no art. 184 do Código Penal e no art. 927 do Código Civil; 2. Autoriza e incentiva os autores a assinarem contratos com repositórios institucionais, com fins exclusivos de divulgação da obra, desde que com o devido reconhecimento de autoria e edição e sem qualquer finalidade comercial; 3. Todos os e-book são *open access, desta forma* não os comercializa em seu site, sites parceiros, plataformas de *e-commerce,* ou qualquer outro meio virtual ou físico, portanto, está isenta de repasses de direitos autorais aos autores; 4. Todos os membros do conselho editorial são doutores e vinculados a instituições de ensino superior públicas, conforme recomendação da CAPES para obtenção do Qualis livro; 5. Não cede, comercializa ou autoriza a utilização dos nomes e e-mails dos autores, bem como nenhum outro dado dos mesmos, para qualquer finalidade que não o escopo da divulgação desta obra.

Aos meus pais, Adair e Beatriz.

Garantir a segurança do suprimento de energia elétrica em seu território é assunto estratégico para qualquer nação desenvolvida ou em desenvolvimento. Trata-se não somente de garantir bem-estar aos seus cidadãos, mas também garantir um mercado de energia eficiente do ponto de vista econômico de modo a assegurar a competitividade da economia.

No Brasil, adota-se um modelo de mercado baseado em certificados de energia, o que exige algum método de medição da contribuição de cada empreendimento para a segurança do suprimento, tarefa que se torna mais complexa em sistemas hidrotérmicos. É de fato um modelo peculiar e pouco compreendido por muitos dos profissionais que atuam na área.

Apresentar suas bases, seus pontos fortes, suas falhas e propor melhorias constituem os objetivos deste trabalho. Para tanto, além de um estudo comparativo com a regulação de outros países, foi realizada uma análise da origem e da evolução do mercado de energia brasileiro baseado na comercialização de certificados de energia (garantias físicas), evidenciando a importância da aferição do lastro de energia para esse modelo. Discute-se ainda como os critérios de planejamento afetam o lastro de energia do sistema e como a garantia física se relaciona com os parâmetros técnicos das centrais geradoras.

ACL	Ambiente de contratação regulada
ACR	Ambiente de contratação livre
ANA	Agência Nacional de Águas
Aneel	Agência Nacional de Energia Elétrica
CCON	Comitê Coordenador de Operações Norte-Nordeste
CCEAR	Contrato de comercialização de energia no ambiente regulado
CCEE	Câmara de Comercialização de Energia Elétrica
CCPE	Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos
Cepel	Centro de Pesquisas de Energia Elétrica
CME	Custo marginal de expansão
CMO	Custo marginal de operação
CMSE	Comitê de Monitoramento do Sistema Elétrico
CNPE	Conselho Nacional de Política Energética
CIER	Comissão da Integração Energética Regional
CPAMP	Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico
CVaR	*Conditioned value at risk*
CVU	Custo variável unitário
Eletrobras	Centrais Elétricas Brasileiras S.A.
ENFICC	*Energía firme para el cargo por confiabilidad*
EPE	Empresa de Pesquisa Energética
GCOI	Grupo Coordenador para a Operação Interligada
GCE	Câmara de Gestão da Crise Energética
GCPS	Grupo Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos
ICB	Índice custo-benefício
IGP-DI	Índice geral de preços - disponibilidade interna
IP	Indisponibilidade programada
MER	*Mercado elétrico regional* (da América Central)
MRE	Mecanismo de realocação de energia
MME	Ministério de Minas e Energia
MSUI	Modelo de simulação à usinas individualizadas
ONS	Operador Nacional do Sistema Elétrico
Suishi	Modelo de simulação a usinas individualizadas em sistemas hidrotérmicos interligados

SUMÁRIO

INTRODUÇÃO

A energia elétrica é considerada como uma das formas mais nobres dos recursos energéticos disponíveis para a sociedade devido à sua versatilidade. A partir das correntes elétricas é possível mover trens, produzir trabalho, resfriar ou aquecer ambientes, iluminar cidades, além de alimentar uma série de equipamentos hoje indispensáveis à sociedade moderna tais quais os computadores. A disponibilidade dos sistemas elétricos é de importância estratégica para qualquer país desenvolvido ou em desenvolvimento. Episódios de racionamento provocam, além de desconforto na sociedade, perdas econômicas tendo em vista a importância da energia elétrica para as atividades produtivas. Outro aspecto relevante é a eficiência dos mercados de energia, em geral necessária para a competitividade das atividades econômicas. Nesse contexto, avaliar o lastro de energia de sistemas elétricos e como operacionalizar as transações dessa oferta em um ambiente de mercado são enormes desafios para os governos, reguladores e agentes.

De modo a assegurar o suprimento energético, países que dependem fortemente da produção hidrelétrica devem lidar com o caráter aleatório das vazões naturais tendo em vista que esse fator dificulta a previsibilidade da oferta energética. Nesses sistemas, o planejador deve dispor de métodos específicos para aferir o lastro de energia do parque gerador e assim avaliar o montante de energia que cada empreendimento pode comprometer em contratos de médio e longo prazo. Tudo isso ocorrendo em um ambiente sujeito às restrições políticas, econômicas, jurídicas, sociais. Avaliar criticamente, comentar e detalhar as metodologias e os critérios adotados no Brasil para o cumprimento dessa tarefa é um dos objetivos deste trabalho.

O sistema elétrico brasileiro apresenta características singulares no mundo. Sua malha de transmissão interligada abrange uma área territorial comparável ao continente europeu. Merece destaque a abundância das fontes primárias renováveis. Tradicionalmente, seu parque gerador apresenta predominância hídrica e complementação térmica. Contudo, novas fontes renováveis passam a expandir sua participação na matriz de energia elétrica. Nos últimos anos, as centrais a biomassa e as eólicas têm expandido consideravelmente suas participações na matriz nacional. Em breve, espera-se que o mesmo ocorra para a fonte solar. Outro fato notável é a entrada em operação de grandes usinas hidrelétricas a fio d’água e de produção sazonal. Diante dessas alterações, este trabalho também discute a necessidade de reavaliação das metodologias e dos critérios tradicionalmente adotados para a aferição do lastro de energia.

Além do desafio de medir o lastro de energia do parque gerador, há também o desafio de dividir esse lastro entre os diversos empreendimentos de geração. Afinal, no modelo brasileiro, as centrais geradoras não comercializam sua produção efetiva de energia mas sim um montante definido em certificados de energia definidos pelo Governo Federal, os quais são denominados garantias físicas de energia.

A definição desse montante envolve uma complexa metodologia, a qual demanda a execução de simulações computacionais da operação energética do sistema elétrico em sofisticados modelos computacionais. Como consequência, poucos são os agentes que dispõem de recursos materiais e humanos para compreender e reproduzir tais cálculos. Assim, constitui também objetivo deste trabalho esclarecer as bases técnicas e econômicas que justificam a metodologia vigente. Em adição, é apresentado como é possível construir um modelo matemático, didático e elegante, que prediz, com considerável acurácia, os resultados da aplicação dessa complexa metodologia de definição das garantias físicas das centrais hidrelétricas e termelétricas.

As referências para a construção deste trabalho incluem a análise de um considerável conjunto de documentos técnicos produzidos ao longo de décadas pelas instituições de planejamento do setor elétrico brasileiro, a legislação vigente e histórica do setor elétrico brasileiro, além de trabalhos internacionais relacionados ao assunto. Complementa a base de investigação análises empíricas dos resultados de simulações da operação energética realizadas com os modelos computacionais adotados no Brasil.

O primeiro capítulo trata da problemática da garantia do suprimento em sistemas elétricos de um modo geral. O objetivo é apresentar ao leitor os diferentes modos como o assunto é abordado em diversos países. Inicialmente, são apresentados os produtos escassos em sistemas elétricos e como esses produtos sinalizam a necessidade de expansão da oferta. Discutem-se também as dimensões da confiabilidade do suprimento e os diversos modelos adotados para assegurar uma expansão adequada e eficiente do ponto de vista econômico do parque gerador. Por fim, a partir dessa revisão acerca da problemática da garantia do suprimento, encerra-se o capítulo com a apresentação do modelo adotado no Brasil para garantir o suprimento futuro de energia elétrica.

O objetivo do Capítulo 2 é apresentar ao leitor os conceitos, parâmetros, metodologias e peculiaridades do sistema elétrico brasileiro. O domínio dos conceitos discutidos nesse capítulo é imprescindível para que o leitor compreenda os Capítulos 3 e 4. O capítulo inicia com uma descrição do conceito de operação em complementação térmica de sistemas elétricos com predominância hídrica. Adicionalmente, explica as razões pelas quais a análise da conjuntura operativa não permite avaliar por completo a segurança do suprimento em um sistema tal qual o brasileiro. Também discute de que modo as metodologias e os critérios adotados no Brasil tentam conduzir o sistema para uma trajetória de expansão otimizada. Cabe o destaque para discussões acerca do como lacunas regulatórias relacionadas às indisponibilidades de termelétricas e aos estoques de combustíveis podem prejudicar a segurança energética.

O Capítulo 3 apresenta os diversos critérios e metodologias já adotados no Brasil para avaliação do lastro de energia do parque gerador hidrotérmico. Discute-se essa evolução desde a utilização do critério de energia firme para fins de planejamento da expansão até a implementação do modelo de mercado vigente, o qual é baseado na comercialização de garantias físicas de energia. Nessa apresentação histórica, também são explicados os conceitos de energia garantida e energia assegurada e como os critérios de avaliação do lastro de energia se relacionaram com os diversos modelos de comercialização já adotados.

A metodologia para o cálculo das garantias físicas de energia das centrais geradoras do sistema hidrotérmico é discutida no Capítulo 4. Trata-se de uma apresentação crítica e detalhada, a qual, além de apresentar as etapas envolvidas, propõe aprimoramentos dada a nova realidade do parque gerador brasileiro. Em adição, o capítulo também discute a conveniência de revisões ordinárias e extraordinárias de garantias físicas de energia e de que modo tais revisões podem afetar a segurança do suprimento.

O Capítulo 5 desenvolve uma abordagem algébrica para a temática das garantias físicas de energia. A partir de cálculos realizados em leilões passados, apresenta-se didaticamente como importantes parâmetros técnicos e econômicos impactam na garantia física dos empreendimentos e de que modo as garantias físicas dos novos empreendimentos podem ser preditas sem a necessidade de múltiplas simulações energéticas. Adicionalmente, de modo a contribuir para mais transparência no setor elétrico brasileiro, uma proposta de simplificação do método de cálculo das garantias físicas é apresentada. O capítulo é encerrado com um exemplo de avaliação de equilíbrio estrutural, no mercado de energia brasileiro, entre o estoque de garantias físicas disponíveis para a comercialização e o lastro de energia do parque gerador.

Os registros das conclusões do trabalho e as propostas de estudos futuros são discutidas no Capítulo 6.

COMO GARANTIR A SEGURANÇA DO SUPRIMENTO ENERGÉTICO?

Desde o começo do processo de desregulamentação dos sistemas elétricos, iniciado em diversos países na década de 1980, um dos questionamentos mais relevantes era se o mercado poderia prover confiabilidade do suprimento de energia elétrica. Discussões recentes na literatura indicam que algum nível de regulação é necessário, devido à presença de falhas de mercado. Dentre as falhas de mercado destacam-se a alocação ineficiente de riscos, a imposição de preços-teto que limitam sinais econômicos de curto prazo (*missing-money problem*), a indivisibilidade dos investimentos necessários para a expansão, a economia de escala, bem como a inelasticidade da demanda no curto-prazo [1].

Adicionalmente, o aumento da penetração de fontes intermitentes, o fim da vida útil de antigas centrais, o descomissionamento de centrais nucleares, além das diretrizes para descarbonização dos sistemas elétricos contribuem para uma maior preocupação por parte de diversos países na expansão de seus parques geradores [2]. Reino Unido, Alemanha, Itália, Irlanda, Panamá, Peru são exemplos de países que já trabalham com mecanismos para assegurar a expansão de longo prazo [1,2]. Em relação ao Brasil, a confiabilidade do suprimento futuro é assegurada mediante os Leilões de Energia Nova A-5 e A-3, bem como por intermédio dos Leilões de Fontes Alternativas e de Reserva [3].

Nesse contexto, além de mecanismos para assegurar a expansão futura do parque gerador, é necessário assegurar que esses mecanismos sejam eficientes do ponto de vista econômico. Dessa forma, as autoridades governamentais se deparam com os seguintes questionamentos:

i) Quais fontes devem ser utilizadas?

ii) Quantos megawatts são necessários para assegurar o suprimento?

A composição da matriz futura será definida por questões políticas e econômicas, tais quais o preço do petróleo, a necessidade de redução das emissões de gases de efeito estufa, as tecnologias disponíveis para geração de energia. Consequentemente, caberá aos especialistas adaptarem os sistemas elétricos a essa nova matriz e quantificar a capacidade instalada necessária, mantendo, na medida do possível, a eficiência dos mercados de energia.

Para tanto, é fundamental compreender quais são, de fato, os produtos escassos nos diferentes sistemas elétricos, e quais são os mecanismos adotados, no Brasil e em outros países, para que haja oferta adequada desses produtos nos mercados de energia.

1.1 SISTEMAS RESTRINGIDOS PELA POTÊNCIA E PELA ENERGIA

Em sistemas elétricos de potência, é essencial determinar o momento ideal para expandir o parque gerador de modo a assegurar o suprimento energético. Expansões realizadas com atraso colocam em risco a segurança energética, podendo resultar impactos econômicos perversos. Investimentos realizados com muita antecedência também não são desejáveis, uma vez que requerem imobilização de capital que poderia ter sido alocado em outras áreas essenciais, implicando, em termos financeiros, aumento desnecessário de custos.

A definição ótima do marco temporal para entrada em operação de empreendimentos é problemática comum aos setores de infraestrutura. A duplicação de uma rodovia, a ampliação de um porto, a construção de um novo aeroporto ou de uma estação de captação d'água são exemplos de investimentos que apresentam pontos ideais no tempo para início das obras e entrada em operação. Tanto a antecipação demasiada, quanto o atraso, implicam impactos que afetarão os demais setores econômicos.

Em se tratando de sistemas elétricos, a capacidade instalada juntamente com um fator de capacidade associado é o indicador mais simplório para a determinação da oferta energética estrutural de um parque gerador. Todavia, conforme as características desse parque, os sinais para a expansão podem ser de naturezas distintas, os quais podem ser classificados em duas categorias [4]:

i) Sistemas restringidos pela potência (ou capacidade);

ii) Sistemas restringidos pela energia.

A diferenciação entre os tipos de sistemas é essencial para a compreensão dos mecanismos adotados nos diversos países para assegurar o suprimento energético. Alguns desses mecanismos são aplicáveis apenas a sistemas restringidos pela potência, sendo pouco eficazes em sistemas restringidos pela energia. O recíproco também ocorre.

Os sistemas restringidos pela potência (*capacity constrained power systems)* são aqueles nos quais a expansão é induzida pela escassez de capacidade instalada. São sistemas nos quais uma adequada capacidade instalada implica sobras de oferta energética. Exemplos típicos dessa categoria são os sistemas predominantemente térmicos, nos quais, se a capacidade instalada supera a máxima demanda instantânea por um limite de segurança e há estoques adequados de combustíveis primários, garante-se o suprimento energético.

Sistemas restringidos pela energia podem apresentar capacidade instalada muito superior à máxima demanda instantânea e mesmo assim apresentar escassez de energia. É o caso de sistemas predominantemente hídricos, nos quais hidrologias adversas impedem o acionamento das turbinas, implicando redução de oferta mesmo com capacidade instalada disponível. Nesses sistemas, o foco do planejamento é na oferta energética estrutural, a qual, uma vez assegurada, garante o atendimento às máximas demandas instantâneas.

Antes de apresentar uma definição formal dos conceitos apresentados de sistemas restringidos pela potência e pela energia, é necessário estabelecer algumas definições: **corte de carga** (corte de potência), **racionamento de energia** (corte de energia), **custo fixo** e **custo de operação** [4].

Corte de carga é o não atendimento de determinada demanda devido à indisponibilidade de capacidade instalada suficiente face a picos de carga, saída forçada de linhas de transmissão, redes de distribuição ou sistemas de geração. Trata-se de uma interrupção de curta duração. **Racionamento de energia**, por sua vez, é a redução de longo prazo da carga de energia por insuficiência de fonte primária. Observa-se que no primeiro caso a escassez é de equipamentos, ao passo que, no segundo, há escassez de fonte primária.

O **custo fixo** de um parque gerador pode ser considerando como uma função linear da capacidade instalada, dado que os dispêndios para implantação e manutenção da disponibilidade do parque são proporcionais à capacidade instalada.

O **custo de operação** (líquido) representa o custo variável associado à compra das fontes primárias de energia, o qual, num sistema hidrotérmico, reduz-se com o aumento da capacidade instalada de geração proveniente das fontes hídricas. Subentende-se aqui que a água tem custo zero visto que não há custo econômico para reabastecer os reservatórios, ou seja, a natureza trabalha de graça para o homem. Observa-se que para um dado mercado, quanto maior a capacidade instalada, maior a parcela do parque gerador que não será constantemente acionada. Ademais, há de se considerar a possibilidade da venda de excedentes de energia para outros sistemas, o que contribuiria para a redução do custo de operação líquido.

Definida a terminologia específica, é possível apresentar conceitos formais de sistemas restringidos pela potência e sistemas restringidos pela energia tendo por base os custos decorrentes de interrupções no fornecimento de energia elétrica.

Sistemas restringidos pela potência são aqueles nos quais os custos decorrentes dos cortes de carga representam a maior parcela dos custos totais de interrupção do suprimento quando a capacidade instalada do parque gerador está abaixo de um ótimo teórico C*. Nesses sistemas, o custo de interrupção decorrente de racionamento de energia é praticamente nulo em uma ampla faixa de capacidades instaladas abaixo do ótimo teórico [4]. A Figura 1.1 contém a descrição gráfica do comportamento dos custos em sistemas restringidos pela potência.

Como exemplo, cita-se um sistema puramente termelétrico. Dado que a capacidade instalada supera a máxima demanda instantânea prevista, garante-se o pleno atendimento da carga de energia, uma vez que, em termos energéticos, cargas não supridas na ponta podem ser atendidas nos períodos de menor demanda. Tais sistemas enfrentam um problema de simultaneidade do consumo de energia, não de escassez de oferta. Déficits nesses sistemas podem ser contornados apenas com uma mudança no perfil da

curva de carga diária: as cargas não atendidas no horário de maior demanda podem ser supridas nas horas de demandas menores. Nestes sistemas, o mercado de energia tem como objetivo alocar “direitos de uso” de parcelas da potência instalada sistêmica entre os agentes consumidores.
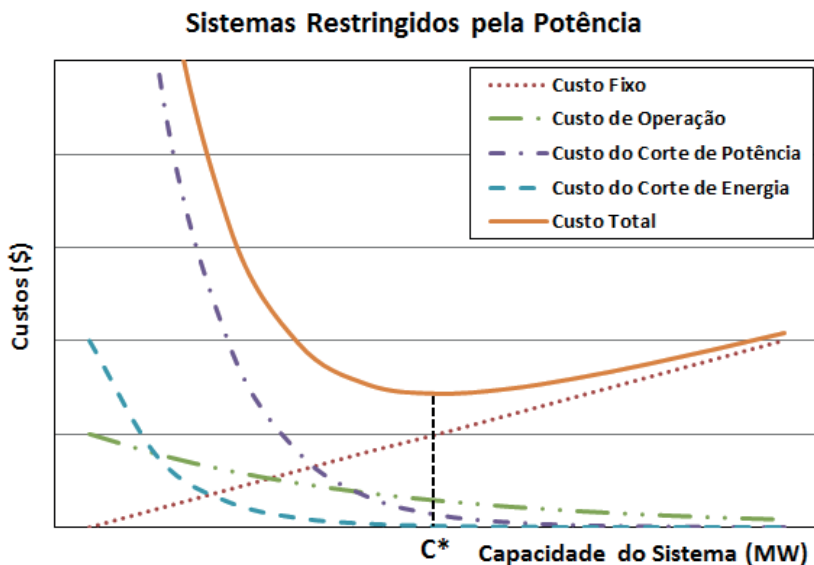
Figura 1.1 – Comportamento dos diversos custos inerentes à operação de sistemas restringidos pela potência. Adaptada de [4].

Nos sistemas restringidos pela energia, uma capacidade instalada inferior à ótima C* apresenta consequências diferentes. Em uma situação de insuficiência de capacidade instalada, os custos decorrentes do racionamento de energia são mais significativos quando comparados aos custos decorrentes do corte de carga, sendo este praticamente nulo em intervalos próximos da capacidade ótima [4], conforme apresentado na Figura 1.2. Uma vez que a escassez é de energia (escassez de fonte primária), a única manobra possível é o racionamento. São sistemas nos quais os mercados têm como objetivo alocar “direitos de uso” da oferta energética sistêmica entre os agentes consumidores.
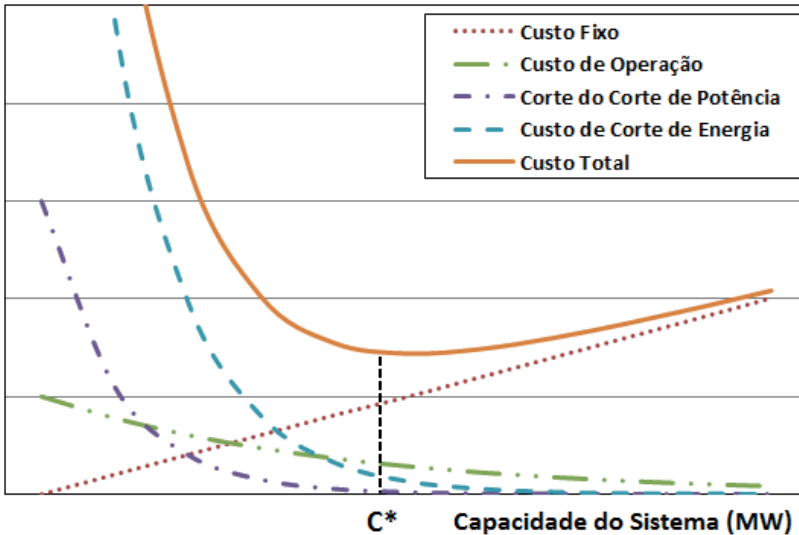
Figura 1.2 – Comportamento dos diversos custos inerentes a operação de sistemas restringidos pela energia. Adaptada de [4].

O excedente de potência em sistemas restringidos pela energia advém do critério de dimensionamento de centrais hidrelétricas (*e.g.*: maximizar produção energética), e da possibilidade de regularização diária dos reservatórios para o atendimento das maiores demandas.

Neste ponto, um esclarecimento é fundamental. Observa-se que a capacidade instalada ideal de sistemas restringidos pela energia e pela potência são definidas em unidades de potência, ou seja, em megawatts. Todavia, o fator de capacidade associado a cada parque gerador é consideravelmente diferente, apresentando valores mais próximos da unidade para os sistemas restringidos pela potência.

A evolução de um sistema elétrico pode modificar sua restrição básica. Não se trata de uma propriedade estanque. Um sistema no qual a carga de energia amplie seu fator de carga – o que representa um achatamento da curva de carga –, por exemplo, pode migrar de uma situação de restrição pela potência para restrição pela energia. Outra situação que pode modificar a restrição ativa de um sistema é sua interligação com outro sistema cuja restrição ativa seja diferente. Um exemplo dessa migração ocorreu na Noruega, onde o fator de carga reduziu-se de 72% na década de 1970, para 66% na década de 1990, devido ao aumento do uso de aquecedores elétricos ocasionado pela alta do preço dos combustíveis causada pelos choques do petróleo [4].

Um sistema predominantemente hidrelétrico pode tornar-se restringido pela potência a partir de sua interligação com outros sistemas restringidos pela potência. Analogamente,

um sistema puramente termelétrico pode se tornar restringido pela energia. Portanto, comparações entre sistemas elétricos devem ser realizadas com base nas respectivas restrições ativas, e não apenas na composição das respectivas matrizes de produção de energia elétrica.

Brasil e Noruega, por exemplo, são países com matriz predominantemente hídrica. A Noruega integra o mercado nórdico de energia, conhecido como *Nord Pool*, e possui conexões com diversos países europeus os quais possuem matrizes distintas. O Brasil, por sua vez, não possui conexões significativas com outros países, com exceção da importação da energia produzida pela parcela paraguaia da usina de Itaipu. Assim, apesar das matrizes semelhantes, devido às restrições distintas, mecanismos e critérios adotados na Noruega, não necessariamente são viáveis no Brasil, e vice-versa.

1.2 DIMENSÕES DA CONFIABILIDADE DO SUPRIMENTO

Sob uma perspectiva temporal, a confiabilidade do suprimento de sistemas elétricos do ponto de vista do parque gerador pode ser analisada sob quatro dimensões [1]: a política estratégica de expansão (*strategic expansion policy*), a adequação (*adequacy)*, a firmeza (*firmness*) e a segurança (*security*).

A **política estratégica de expansão** (*strategic expansion policy*) é temática de longuíssimo prazo. Trata-se de avaliações da disponibilidade futura de recursos energéticos e de infraestrutura. É a dimensão responsável por analisar quais as fontes e em qual proporção serão adotadas no futuro. No Brasil, é área de estudo de responsabilidade do Ministério de Minas e Energia (MME) com apoio da Empresa de Pesquisa Energética (EPE). O Plano Nacional de Energia (PNE) 2030 e a Matriz Energética 2030 são exemplos de documentos oficiais que tratam essencialmente da política estratégica de expansão brasileira.

A **adequação** (*adequacy*) está relacionada com a existência de suficiente capacidade instalada ou prevista para ser instalada para suprir a demanda prevista. É um típico problema de planejamento de longo prazo que envolve cronograma de entrada em operação de novos empreendimentos. É a dimensão que busca desvendar quantos megawatts serão necessários no futuro. Trata-se de temática de atuação do MME e da EPE. Pode-se dizer que o a adequação é a grande temática norteadora dos planos decenais de expansão de energia (PDEs), documentos de planejamento da expansão do setor energético brasileiro para um horizonte de dez anos, elaborados por essas instituições.

A **firmeza** (*firmness),* ou **robustez***,* está associada à disponibilidade das centrais geradoras nos períodos necessários, bem como às decisões de médio prazo acerca do uso dos recursos energéticos disponíveis, dentre os quais: armazenamento de combustível, gestão dos recursos hídricos, cronogramas de manutenção. É resultado de um correto planejamento da operação energética no médio prazo. No Brasil, a responsabilidade

operacional é atribuída ao Operador Nacional do Sistema Elétrico (ONS) e a supervisão executiva ao Comitê de Monitoramento do Sistema Elétrico (CMSE). O Programa Mensal de Operação (PMO) e o Plano da Operação Energética, ambos elaborados pelo ONS, são exemplos de instrumentos que visam assegurar a robustez do sistema.

A **segurança operativa** (*security)* relaciona-se com a capacidade do sistema em atender os diferentes requisitos operacionais que permitem o atendimento da carga mediante eventos inesperados, tais quais curtos-circuitos e perdas de componentes do sistema. É um típico problema de curtíssimo prazo, gerenciado pelos diversos agentes de geração, transmissão e distribuição; sob coordenação do ONS.

O foco deste trabalho será a adequação porque é a dimensão da segurança energética em que ainda é possível expandir o parque gerador de modo a compatibilizar o estoque de certificados de energia com o lastro físico do sistema.

1.3 AVALIANDO A ADEQUAÇÃO DO SUPRIMENTO

Para qualquer sistema elétrico é sempre interessante sintetizar a situação da segurança do suprimento em um simples balanço “oferta *versus* demanda”. O simples confronto entre essas duas grandezas transmite, de modo rápido e de fácil compreensão, a situação estrutural da segurança energética.

Em sistemas restringidos pela potência, o comparativo entre a **disponibilidade máxima** (capacidade instalada subtraída de um fator decorrente de eventuais paradas forçadas e programadas e perdas internas) e a **máxima demanda instantânea** é o balanço que permite conclusões acerca da segurança energética sistêmica. Por outro lado, em sistemas restringidos pela energia, o balanço de interesse é o comparativo entre o **lastro de energia** (oferta estrutural de energia) e a **carga de energia**. A Figura 1.1 resume os balanços de interesse para fins de avaliação da segurança energética.

Tipo de Sistema	Oferta	Demanda
Restringido pela potência	Disponibilidade máxima	Máxima demanda instantânea
Restringido pela energia	Oferta estrutural de energia (lastro de energia)	Carga de energia

Figura 1.3 – Variáveis básicas para a avaliação da segurança energética em sistemas restringidos pela energia e em sistemas restringidos pela potência. Elaborada pelo do autor.

No Brasil, o jargão do setor elétrico denomina **balanço estático** ao comparativo entre lastro de energia e carga de energia. Ao comparativo entre **disponibilidade máxima** e **máxima demanda instantânea,** denomina-se **balanço de ponta**. Ambos os balanços são usualmente apresentados nas edições dos PDEs, elaborados pela EPE e pelo MME.

O balanço estático apresentado nesses documentos não pode ser considerado, de fato, um balanço estático. Trata-se de mero balanço de certificados de energia, cuja oferta é formada apenas pelo estoque de certificados de energia disponível no mercado (soma das garantias físicas), não refletindo efetivamente o equilíbrio entre a capacidade estrutural de geração e a carga de energia. Portanto, não indicam se o estoque de certificados de energia disponível para comercialização apresenta respaldo físico.

Por outro lado, os balanços de ponta apresentados nesses documentos consideram as características físicas do sistema, refletindo, de fato, a oferta de potência disponível no sistema interligado nacional (SIN) a partir de metodologia e critérios pré-estabelecidos.

É óbvio que para um sistema restringido pela energia pode haver interesse em avaliar seu equilíbrio de potência, e vice-versa. Tal situação torna-se mais essencial quando o sistema encontra-se em uma zona de transição entre restrição por potência e restrição por energia. Contudo, por se tratar de um sistema ainda predominantemente hídrico, a escassez de potência no sistema elétrico brasileiro deve ser avaliada com cautela. Desequilíbrios na oferta energética podem implicar restrições de potência. Assim, antes de afirmar a existência de déficit estrutural de potência no sistema, o que poderia justificar leilões específicos para unidades de ponta, deve-se avaliar se o balanço energético está estruturalmente equilibrado. Caso contrário, sinais econômicos equivocados podem ser dados ao mercado, incentivando-se unidades de ponta que não contribuirão de modo eficiente para expansão da oferta energética.

Atualmente, a expansão do parque gerador do Brasil é realizada sob a ótica de um sistema restringido pela energia, uma vez que a sinalização para expansão se dá pela necessidade de oferta energética estrutural a ser suprida por novos empreendimentos. Todavia, a perda de regularização do parque gerador brasileiro e a expansão das fontes eólica e solar pode ensejar uma mudança estrutural de um sistema restringido pela energia para um sistema restringido pela potência. Caso isso ocorra, será necessária uma alteração significativa nas metodologias e critérios de planejamento da expansão e operação, além da estrutura tarifária dos diversos segmentos de consumo. Trata-se de tema importante e que deve entrar na pauta das instituições responsáveis pelo planejamento do setor elétrico.

1.4 MECANISMOS PARA GARANTIR A ADEQUAÇÃO DO SUPRIMENTO

A manutenção da adequação do suprimento requer mecanismos específicos de intervenção regulatória. Para a manutenção da dimensão da segurança operativa, há razoável consenso de que a disponibilização de capacidade de reserva (reserva girante) é o método mais indicado para assegurar a oferta no curto prazo. Contudo, há um debate acalorado acerca dos mecanismos que devem ser adotados para a manutenção da adequação e da firmeza [5]. No que se refere à política estratégica de expansão, infere-se que essa é consequência dos mecanismos adotados para a adequação.

De modo conceitual, as diversas opções de modelos regulatórios adotados no mundo para a obtenção da suficiência da capacidade de geração de energia, podem ser classificados, para fins didáticos, em seis grandes categorias [5,6]:

i) Sem intervenção regulatória (modelo *leave it to the market)*

ii) Pagamentos por capacidade

iii) Reservas Estratégicas

iv) Leilões de capacidade

v) Mercados de capacidade

vi) Opções de confiabilidade

1.4.1 Sem intervenção regulatória

A opção sem intervenção regulatória é a abordagem mais ortodoxa do ponto de vista econômico. Pressupõe que, desde que não haja intervenção no mercado, a interação entre a oferta e a demanda de energia produzirão resultados socialmente eficientes. Dado que essa abordagem ignora as falhas de mercado existentes, requer mercados maduros de modo que a demanda reconheça a possibilidade de altos preços e, consequentemente, opte por firmar contratos de longo prazo.

Mercados que adotam esse tipo de conduta são conhecidos na literatura como *energy-only markets*, nos quais não há mecanismos de regulação baseados na capacidade de produção energética dos diversos empreendimentos de geração. A receita de cada agente está diretamente vinculada à sua produção de energia. Por outro lado, em alguns casos, tais mercados dispõem de mecanismos indiretos para assegurar a segurança energética, dentre os quais se destacam a contratação de longo prazo, a contratação de capacidade de reserva, possibilidade de controle centralizado do despacho energético em períodos de escassez, além da possibilidade de leilões para construção de novas centrais geradoras.

O mercado operado pelo *Electric Reliability Council of Texas* (Estados Unidos), o *National Eletricity Market* (Austrália), o mercado de energia do Reino Unido e o *Nord Pool* (mercado que reúne os geradores da Noruega, Suécia, Finlândia, Dinamarca, Estônia e Lituânia) são exemplos de mercados que adotam a linha de não intervenção regulatória. Todavia, a literatura apresenta críticas em relação a tal definição, uma vez que cada um desses mercados possui dispositivos indiretos para manter a segurança do suprimento energético, dentre os quais se destacam o controle estatal sobre os ativos de geração e a presença de concentração horizontal, ou seja, quando poucos agentes não estatais controlam os ativos de geração.

Trata-se de abordagem cada vez menos defendida pelos especialistas no tema [1]. Evidência dessa nova tendência foi a edição de diretrizes, pelo Parlamento Europeu e pelo

Conselho da União Europeia, para a adoção de medidas destinadas a garantir a segurança do fornecimento de eletricidade e os investimentos em infraestruturas associadas nos países-membros [7], tema que será discutido na Seção 1.5 deste trabalho.

1.4.2 Pagamentos por capacidade

A opção regulatória de pagamentos por capacidade tem como objetivo desacoplar o fluxo de caixa dos empreendimentos de geração das respectivas produções energéticas. Nesse esquema, os geradores não comercializam sua produção energética, mas sim um montante de energia que representa sua contribuição à oferta total do sistema, definida pelo regulador mediante metodologia específica. Dessa forma, os riscos financeiros associados à variação da produção são mitigados.

O método de pagamentos por capacidade foi originalmente adotado no Chile, em 1981, além de já ter sido adotado na Argentina, Colômbia, Peru, Espanha. A diferença entre os modelos de pagamentos por capacidade adotados nos diversos países reside basicamente nos critérios e algoritmos adotados para definir a parcela da oferta total do sistema a ser alocada para cada gerador.

Ao desacoplar a remuneração dos geradores da produção energética, o modelo atenua a volatilidade das receitas dos geradores, viabilizando investimentos. Adicionalmente, permite que o regulador determine a contratação de capacidade adicional de geração de modo a tornar mais robusta à adequação do sistema.

1.4.3 Aquisição de unidades de ponta pelo operador independente do sistema (reservas estratégicas)

Este mecanismo prevê que o operador independente do sistema contrate centrais geradoras para o atendimento da ponta do sistema elétrico, conforme a conjuntura da oferta. As regras e os montantes para aquisição são definidos pelo órgão regulador, sendo os custos associados repassados aos consumidores de energia elétrica mediante algum encargo específico.

As unidades de reserva recebem remuneração pela sua disponibilidade, tal qual ocorre no esquema de pagamentos por capacidade. Contudo, o uso das centrais de reserva, em tese, é restrito às situações nas quais a oferta do mercado seja insuficiente para atender a demanda. Trata-se de mecanismo típico de sistemas restringidos pela potência, nos quais, assegurando um excedente de disponibilidade de potência, garante-se o suprimento.

Trata-se de um método fortemente intervencionista, já adotado na Suécia, Finlândia, Noruega, Inglaterra e País de Gales. Sua adoção pode acarretar fortes distorções nos sinais econômicos do mercado de energia elétrica, uma vez que os preços futuros da energia são fortemente influenciáveis pela política de expansão de reservas adotada pelo

ente regulador. Ademais, há o risco de uma política de uso das reservas estratégicas para controlar de modo indireto o preço da energia. Todavia, sua adoção é justificada pela ausência de interesse do mercado em expandir a capacidade instalada, muitas vezes motivada pela imprevisibilidade das receitas futuras.

Destaca-se que um dos requisitos para minimizar as distorções é a adoção de algum método para avaliar se o mercado assegurará ou não a adequação do suprimento, e consequentemente avaliar a necessidade de contratação ou não de capacidade adicional, bem como qual o montante de capacidade de reserva estratégica deve ser contratado. Obviamente, a política de uso dessas unidades de reserva também deve ser claramente definida de modo a evitar intervenções excessivas no mercado.

1.4.4 Leilões determinados por autoridade administrativa

Neste modelo, embora seja livre o acesso de novas centrais geradoras aos sistemas elétricos, é possível que a autoridade administrativa determine a realização de licitações para a contratação de capacidade de geração adicional, desde que constatada ameaça à segurança do suprimento a partir de critérios de verificação previamente definidos. Não apenas unidades de ponta podem ser contratadas, mas qualquer fonte cuja autoridade administrativa julgue necessária.

França e Portugal são países que adotaram este método para assegurar o suprimento energético quando internalizaram em seus respectivos arcabouços regulatórios a Diretiva 96/92/CE do Parlamento Europeu e do Conselho da União Europeia, de 19 de dezembro de 1996, a qual determinava a adoção de medidas assecuratórias da segurança energética nos países da União Europeia.

Registra-se que a Diretiva 96/92/CE, de 1996, foi revogada devido à edição de novos atos normativos. Contudo, manteve-se o entendimento de que os estados-membros podem licitar a contratação de capacidade adicional de geração de energia, desde que destinada a garantir a segurança do suprimento ou a incentivar energias renováveis e a cogeração de calor e eletricidade [8].

Assim como a aquisição de unidades de ponta, a realização de leilão por autoridade administrativa é uma medida fortemente intervencionista e que pode causar sérias distorções nos sinais econômicos do mercado energético. Dessa forma, para minimizar tais efeitos, é necessária a adoção de alguma metodologia, mesmo que rudimentar, para avaliar a adequação do suprimento energético e a necessidade de contratação adicional.

1.4.5 Mercados de capacidade

O modelo de mercados de capacidade prevê que, a cada ano, todos os agentes compradores de energia elétrica devem adquirir capacidade de geração firme para atender sua máxima demanda instantânea anual, adicionada de uma margem de segurança

definida pelo ente regulador. O regulador também define qual a capacidade de geração firme que cada gerador pode comercializar, a qual deve ser disponibilizada sempre que solicitada pelo operador do sistema, sob pena de multa.

É uma abordagem destinada a sistemas restringidos pela potência, nos quais uma vez assegurado que capacidade de produção instantânea é superior à máxima demanda prevista, garante-se o suprimento de energia. A adoção dessa abordagem em sistemas predominantemente hídricos provoca dúvidas acerca de qual a capacidade firme que uma hidrelétrica pode fornecer.

A implementação desse tipo de mercado requer a organização de leilões de longo prazo para facilitar as transações de capacidade entre compradores e vendedores. Também é comum a comercialização bilateral de capacidade de geração firme no curto prazo, conforme a disponibilidade e a necessidade dos agentes envolvidos.

O preço é formado pelo mercado de capacidade, podendo apresentar considerável volatilidade, dependendo da margem de segurança disponível do sistema e do prazo de entrega da capacidade após o leilão. Desse modo, maiores prazos contratuais são necessários, caso contrário, a volatilidade das receitas dos geradores pode desencorajar novos investimentos.

É possível adaptar o modelo de modo a permitir que os consumidores definam qual o nível da confiabilidade do seu suprimento. Dessa forma, em caso de escassez de suprimento, as unidades de consumo com menor confiabilidade contratada seriam as primeiras a sofrerem cortes ou redução no suprimento. Todavia, essa sofisticação requer a possibilidade de controle individual da curva de consumo diária dos agentes envolvidos, bem como a possibilidade de corte seletivo. Portanto, é uma prática, em geral, implementável apenas para grandes consumidores.

Embora permita que cada consumidor revele sua real necessidade de confiabilidade de suprimento, a possibilidade de cada consumidor definir seu nível de confiabilidade introduz uma nova falha de mercado: consumidores podem usufruir de razoável confiabilidade no suprimento sem financiar a segurança do suprimento. Um caso típico do que se conhece na literatura econômica como *free rider problem* (o problema do carona).

O *PJM,* o *New York ISO* e o *New England ISO* – operadores de sistemas elétricos do nordeste dos Estados Unidos da América – são exemplos de entes que adotam o modelo de mercado de capacidade.

No início da implementação desses mercados, então denominados *installed capacity* (ICAP*) markets*, cada gerador recebia créditos de capacidade para venda tendo como base sua capacidade instalada. A ocorrência de diversas indisponibilidades das centrais geradoras ameaçou a segurança do suprimento desses sistemas. Assim, o modelo *ICAP market* foi modificado e gerou o modelo *unforced capacity (UCAP) market*: um mercado de "capacidade disponível esperada" (tradução livre).

No novo modelo, o operador independente do sistema poderia reduzir a capacidade disponível de cada gerador (lastro para comercialização) tendo como base seu histórico operativo recente. Assim, o lastro para comercialização de cada gerador dependeria não apenas de sua capacidade instalada, mas também de seu histórico de paradas forçadas e programadas de suas unidades geradoras.

A avaliação da disponibilidade era realizada tendo como base um extenso período de tempo e não considerava se a indisponibilidade ocorria em períodos de escassez ou não. Consequentemente, não havia incentivos para que as indisponibilidades programadas ocorressem em períodos de alta margem de segurança entre capacidade disponível e máxima demanda. Portanto, criaram-se mecanismos de oferta compulsória de capacidade pelas unidades geradoras. Dessa forma, todos os agentes geradores eram obrigados a ofertar montantes mínimos de capacidade em leilões para entrega no dia seguinte. Todavia, tal mecanismo não se mostrou efetivo, uma vez que as indisponibilidades poderiam ser mascaradas por lances com preços muito altos.

1.4.6 Contratos de confiabilidade

Nesta modalidade de mecanismo regulatório, a autoridade administrativa competente determina que o operador independente do sistema, representando todos os consumidores, celebre um determinado volume de contratos de confiabilidade com os geradores. Esses contratos preveem um pagamento fixo pela disponibilidade dos geradores. Em contrapartida, fica assegurado aos consumidores um preço-teto pela energia eventualmente fornecida pelos geradores envolvidos.

Sempre que o preço da energia superar o preço-teto contratual, cabe ao gerador devolver aos consumidores a diferença entre o preço de mercado da energia e o preço-teto contratual. Na hipótese de o fornecimento da energia não ocorrer conforme o previsto no instrumento contratual, os geradores ficam sujeitos à penalidade.

Observa-se que esta modalidade limita riscos de consumidores e geradores. Sob o ponto de vista dos consumidores, um nível satisfatório de adequação do suprimento e a limitação do preço da energia são os motivadores para a fixação desse tipo de contrato. Sob a ótica dos geradores, tais contratos oferecem um fluxo de caixa estável de modo a compensar a não obtenção de rendas elevadas nos períodos de escassez.

Considera-se como um dos pontos fortes deste modelo a não necessidade de que se avalie a capacidade de produção firme de cada gerador. Apenas mecanismos de incentivos e penalidades devem ser necessariamente adotados para que o gerador tenha incentivos para operar sua central nos períodos de escassez de oferta.

Uma das distorções causadas por este método é não incentivar uma resposta adequada da demanda às altas do preço da energia. Adicionalmente, o período de vigência dos contratos deve ser tal que assegure o retorno do capital investido, caso contrário,

o procedimento licitatório não atrai novos geradores. Adicionalmente, na hipótese de concentração horizontal dos operadores das plantas de geração, leilões para renovação dos contratos podem sofrer manipulação e apresentar resultados ineficientes.

1.5 A SEGURANÇA DO SUPRIMENTO NA UNIÃO EUROPEIA

Cada país-membro da União Europeia possui sua própria estratégia para a manutenção da segurança do suprimento. Entretanto, desde a década de 1990, o Bloco possui instrumentos jurídicos que determinam ações para assegurar o suprimento energético e, ao mesmo tempo, limitar a intervenção dos estados-membros nos mercados de energia elétrica.

Dentre os instrumentos atualmente em vigor, destacam-se a Diretiva 2009/72/CE, de 13 de julho de 2009, que estabelece regras comuns para o mercado interno da eletricidade [8], e a Diretiva 2005/89/CE, de 18 de janeiro de 2006, relativa às medidas destinadas a garantir a segurança do suprimento de energia elétrica e os investimentos em infraestruturas [7].

No âmbito jurídico da União Europeia, uma diretiva é um instrumento que vincula os estados-membros destinatários quanto aos resultados a serem alcançados, sem estabelecer os meios adequados para a efetiva execução. É um instrumento que requer internalização nos ordenamentos jurídicos dos países envolvidos, deixando margem para discricionariedade [9]. São publicados em diversos idiomas, incluindo Língua Portuguesa.

A Diretiva 2009/72/CE, de 2009, apresenta em sua motivação a importância vital da segurança do fornecimento de eletricidade para a segurança pública, para o bem-estar dos cidadãos, e consequente desenvolvimento da sociedade europeia. Para tanto, medidas como a desverticalização das atividades, a garantia da independência dos órgãos de administração dos agentes de mercado, a implementação de órgãos reguladores efetivamente independentes mas submetidos aos controles parlamentar e judicial, a implementação de uma estrutura de governança que desacople efetivamente a gestão das redes de transporte da gestão da produção e da comercialização de energia, a garantia de encargos administrativos mínimos, a universalização do acesso, constam no rol de objetivos a serem internalizados pelos estados-membros.

Adicionalmente, estabelece o monitoramento sistemático do equilíbrio entre oferta e demanda e a realização de estudos de planejamento de longo prazo, de modo a subsidiar a elaboração de relatórios acerca da segurança energética em todo o Bloco. O instituto também autoriza a realização de licitações para a expansão do parque gerador. Contudo, a contratação deve ser no interesse da segurança do suprimento e desde que o mercado não responda adequadamente ao crescimento da demanda.

A Diretiva 2005/89/CE, de 2006, trata, de modo mais específico, das medidas destinadas a garantir o suprimento energético. Dentre as determinações, inclui a

necessidade de publicação das medidas adotadas para a manutenção do equilíbrio entre oferta e demanda, um quadro regulatório estável e transparente, a adoção de mecanismos não discriminatórios para expansão do parque gerador e das linhas de transmissão, a avaliação prévia do impacto no preço da energia das medidas adotadas, dentre outras. Destaca-se que o ato autoriza especificamente a adoção de esquemas análogos aos pagamentos de capacidade e às opções de confiabilidade, ambos definidos na Seção 1.4.

Por considerar essencial à coesão e à estabilidade do grupo, a União Europeia instituiu o monitoramento sistemático da segurança energética de seus países-membros. A política instituída determina mínima intervenção estatal possível, desde que assegurado o suprimento energético. Para alcançar esse objetivo, os instrumentos instituídos focam o fomento à competição e práticas de mercado no setor de energia elétrica, deixando a realização de licitações como o último recurso. Também constitui entre os objetivos do Bloco, a criação de um mercado concorrencial, o que exige políticas transparentes e não discriminatórias. [7]

1.5.1 O desenvolvimento de mecanismos intervencionistas na Europa

Atualmente, os países europeus enfrentam um grande desafio para assegurar o suprimento energético em seus territórios, tendo em vista que a necessidade de redução de emissão de gases de efeito estufa provocará o aumento das fontes renováveis intermitentes nos sistemas elétricos do continente, ao mesmo tempo em que centrais movidas a combustíveis fósseis e nucleares serão descomissionadas.

O sistema elétrico europeu pode ser considerado restringido pela potência, de modo que o desafio dos planejadores é dispor de capacidade instalada suficiente para atender à máxima demanda instantânea. Em um sistema com predominância térmica, trata-se de tarefa fácil. Em um sistema com alta participação renováveis intermitentes, torna-se uma tarefa complexa, tendo em vista que é necessária a presença de uma reserva operativa robusta para compensar a imprevisibilidade da oferta.

A intermitência das fontes renováveis também implica a volatilidade dos preços da energia elétrica no mercado de curto prazo. Dado que os custos variáveis dessas fontes são baixos, sua disponibilidade derruba os preços da energia, consequentemente, diminui a demanda pela produção energética das demais fontes. Analogamente, a indisponibilidade das fontes renováveis provoca o aumento dos preços. Assim, em esquemas de livre comercialização com a participação expressiva de fontes renováveis intermitentes, centrais geradoras com altos custos variáveis de produção, tais quais termelétricas de base, diminuem sua competitividade devido a maior incerteza em relação às receitas oriundas da venda de energia elétrica.

Estima-se que, nos próximos anos, aproximadamente um terço da capacidade instalada de termelétricas a combustíveis fósseis (de um total de 330 GW) será

descomissionada ou, ao menos, não mais operará. De fato, tal fenômeno já está em andamento, dado que, entre 2008 e 2013, o fator de utilização dessas centrais caiu de 50% para 37%. [10]

O temor das autoridades é que o aumento da participação das fontes renováveis intermitentes (especialmente as fontes eólica e solar) inviabilize empreendimentos de geração despacháveis (cuja produção é passível de controle), o que colocaria em risco a segurança do suprimento. Consequentemente, diversos países europeus estão avaliando a adoção de desenhos de mercado mais intervencionistas, enquanto outros já definiram a sua implementação, conforme apresenta a Figura 1.4 [11]. O ponto comum dos modelos propostos e dos já instaurados é que centrais despacháveis devem receber uma remuneração fixa decorrente de sua mera disponibilidade. Trata-se de reconhecer que não somente a produção de energia, mas também a disponibilização de capacidade, possui valor econômico.

Embora possam contribuir para a segurança do suprimento da Europa, diversas são as críticas contrárias a esses modelos intervencionistas. Alguns especialistas consideram que a implementação desses modelos nada mais é do que um subsídio para a manutenção em operação das centrais movidas a combustíveis fósseis, o que provocará distorções nos mercados de energia e o aumento dos preços para os consumidores finais [12,13].

Um ponto que preocupa os apoiadores e opositores é a maneira pela qual se dará as transações internacionais de energia no continente diante da proliferação de esquemas distintos de mercado. As preocupações não se referem apenas à complexidade das transações, mas também, à possibilidade da ocorrência de subsídios cruzados. O grande temor é que os preços da energia aumentem no continente, o que poderia ter efeitos catastróficos para as Economias do Bloco. [10,11,13]

Dentre os países citados na Figura 1.4, merece destaque o Reino Unido que, em dezembro de 2014, promoveu seu primeiro leilão para a contratação de capacidade: o *T-4 Capacity Market Auction 2014,* cujas durações dos contratos variam de 1 a 15 anos, com início de suprimento a partir de 2018. O leilão contratou uma capacidade de 49,26 GW para disponibilização em 2018, ao preço de 955,6 milhões de Libras Esterlinas (£ 19,4/MW/ano). Desse montante, apenas 2,6 GW são de novos empreendimentos de geração [14]. Chama atenção ainda o fato de que parte de empreendimentos existentes, os quais totalizam quase 10 GW de capacidade instalada, encerraram o leilão sem firmar nenhum contrato [15].
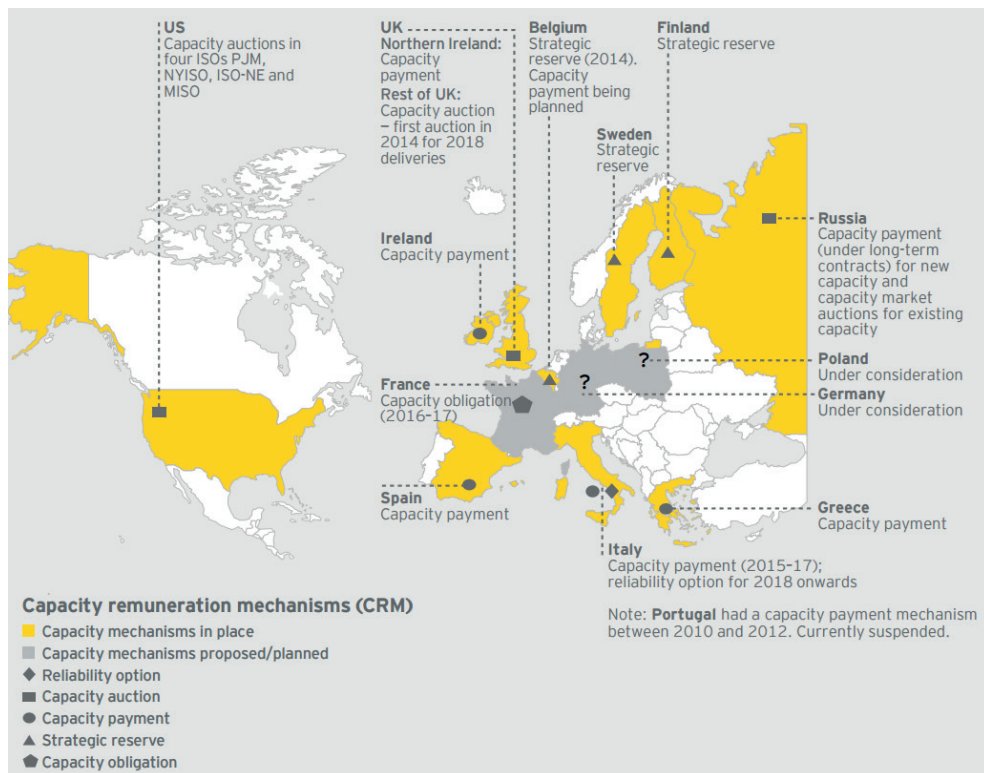
Figura 1.4 – Ilustra quais os mecanismos intervencionistas adotados ou planejados para assegurar o suprimento energético na Europa e nos Estados Unidos. Fonte: [11]

O novo modelo inglês prevê um pagamento fixo pela disponibilidade da central geradora despachável de modo que, quando o operador do sistema detecta um estreitamento da reserva operativa, um sinal é emitido ao mercado para indicar que aqueles que firmaram contratos em leilões devem disponibilizar ao sistema as chamadas obrigações de capacidade, sob pena de multas. Regras específicas indicam quais os montantes de energia que devem ser injetados na rede nesses momentos de estreitamento da reserva operativa. [16]

Para fins de contratação, o lastro das centrais geradoras é chamado de *de-rated capacity*, parâmetro que pode ser comparado à disponibilidade máxima das centrais geradoras brasileiras. É obtido a partir do produto entre capacidade instalada e um fator específico, definido anteriormente a cada leilão, para cada tipo de fonte primária [17]. Em outros termos, é a parcela da capacidade instalada que estaria estruturalmente disponível para atendimento à ponta de carga diária.

1.6 A SEGURANÇA DO SUPRIMENTO NO MERCADO ELÉTRICO REGIONAL DA AMÉRICA CENTRAL

O *Mercado Eléctrico Regional* (MER) é um mercado de energia que integra os mercados da Costa Rica, de El Salvador, da Guatemala, de Honduras, da Nicarágua e do Panamá. Foi criado a partir de tratado entre os países-membros, firmado em maio de 2000 [18]. De modo geral, o MER pode ser definido como um ambiente de comercialização que viabiliza transações internacionais de energia entre agentes dos países-membros. A regulação desse mercado está a cargo da *Comisión Regional de Interconexão Eléctrica* (Comissão Regional de Interconexão Elétrica), entidade de direito público internacional também criada pelo referido tratado. Cabe destacar que o MER aplica-se apenas às transações internacionais de energia, ao passo que as transações domésticas permanecem regidas pela regulação de cada país.

Dentre os possíveis contratos no âmbito do MER, destaca-se os contratos de energia firme, os quais apresentam prioridade de cumprimento na ocorrência de racionamentos no mercado regional ou no mercado nacional onde a central geradora esteja instalada. Para tanto, os fornecedores devem respaldar seus contratos a partir da energia firme própria de seus empreendimentos de geração (certificados de energia), calculada a partir de metodologia específica para cada fonte primária e que considera a potência instalada e a disponibilidade histórica das centrais geradoras [19].

A energia firme própria de termelétricas corresponde à potência máxima da unidade multiplicada por um coeficiente de disponibilidade que internaliza a indisponibilidade forçada histórica (média dos últimos 3 anos), incluindo-se aquelas decorrentes da indisponibilidade de combustível.

No caso de hidrelétricas, a metodologia é mais complexa. De modo geral, a energia firme própria é definida como a oferta de energia da central em períodos de escassez, conforme metodologia definida na regulação do país no qual a usina esteja localizada. Na hipótese de não haver regras na regulação doméstica, a energia firme própria é definida como o nível de produção energética que apresenta 95% de probabilidade de ser superada, desprezando-se a capacidade de regularização das vazões.

Contudo, na hipótese de o empreendimento ter sido construído com o objetivo de exportação da energia por intermédio de contratos de energia firme de longo prazo, desde que haja aprovação dos reguladores nacionais de ambos os países envolvidos, o cálculo da energia firme própria pode considerar os efeitos da capacidade de regularização.

Para as fontes eólica, solar, geotérmicas e as movidas por combustíveis renováveis, a energia firme própria é aquela definida pelo órgão regulador do país no qual se encontre. Contudo, se o país não tiver definido metodologia específica, adota-se a oferta energética com 95% de probabilidade de ser superada a partir do histórico da fonte primária disponível.

1.7 A SEGURANÇA DO SUPRIMENTO NA COLÔMBIA

O mercado de energia da Colômbia apresenta um produto denominado o*bligación de energía firme* (obrigações de energia firme) que tem como objetivo assegurar o suprimento energético em períodos de escassez. Sempre que preço da energia superar um preço de escassez pré-definido (ajustado mensalmente com base na variação do índice de preços dos combustíveis), os geradores que negociaram obrigações de energia firme são obrigados a produzir uma quantidade diária de energia definida em contrato. [20]

Cada gerador apresenta um limite de contratação nessa modalidade: a *Energía Firme para el Cargo por Confiabilidad* (ENFICC), a energia firme do modelo colombiano, definida como a máxima quantidade de energia que um empreendimento é capaz de produzir continuamente durante um ano, em uma situação de hidrologia adversa. Trata-se de parâmetro calculado pelos proprietários dos empreendimentos a partir de metodologia específica definida pelo órgão regulador colombiano (*Comissión de Regulación de Energía y Gas* – CREG).

A energia firme das centrais hidrelétricas é calculada a partir de um modelo computacional denominado HIDENFICC, o qual tem como função objetivo maximizar a produção energética mínima da central em período de hidrologias desfavoráveis, considerando o histórico de vazões. O resultado dado pelo HIDENFICC é denominado ENFICC Base e é a quantidade mínima de energia firme que o interessado pode ofertar em leilões. Faculta-se aos interessados declarar uma oferta superior a ENFICC Base mediante o aporte de garantias financeiras. Todavia, esta oferta deve apresentar uma probabilidade de ocorrência igual ou superior a 95%.

No que se refere às termelétricas, a energia firme é calculada a partir da capacidade instalada da central, abatidas as indisponibilidades de geração (incluídas as forçadas e as decorrentes de indisponibilidade de combustível) verificadas no histórico. Para novos empreendimentos, o fator de abatimento é definido pelo regulador.

A energia firme das centrais geradoras não despachadas centralizadamente é aquela declarada pelos proprietários e deve corresponder à capacidade disponibilidade energética líquida ser injetada no sistema.

Registra-se que o mercado colombiano de energia também apresenta um ambiente de comercialização diária de energia para entrega no dia seguinte, além de um ambiente de livre comercialização, no qual quantidade e preços são negociados livremente pelos envolvidos. Contudo, é o mercado de obrigações de energia firme que assegura o suprimento energético na ocorrência de escassez. De outro modo, são as obrigações de energia firme que garantem uma oferta mínima nos momentos de escassez, garantindo assim, a competição entre fornecedores.

1.8 A SEGURANÇA DO SUPRIMENTO NO BRASIL

Pelo exposto nas seções anteriores, fica evidente a tendência de maior intervenção estatal nos mercados de energia elétrica. Medidas governamentais para a expansão dos parques geradores, no passado entendidas como intervenções desarrazoadas, hoje constituem instrumentos recomendados para a manutenção da segurança do suprimento. Intervenções por si só não caracterizam baixa qualidade regulatória ou ainda, baixa qualidade da gestão governamental. Todavia, intervenções devem ser realizadas de modo a aumentar a eficiência dos mercados, sendo essencial a realização de avaliações de impacto das ações de modo consistente e transparente. Uma vez que já foram apresentados os mecanismos adotados em vários países para assegurar o suprimento energético, resta apresentar o modelo brasileiro.

Dentre os modelos apresentados na Seção 1.4, o caso brasileiro poderia ser enquadrado como um mercado de pagamentos por capacidade (no caso, de capacidade de produção de energia). Tal afirmação requer explicação. Um modelo de pagamentos por capacidade é caracterizado por um desacoplamento entre as receitas dos geradores e as respectivas gerações efetivas. De fato, no Brasil, com exceção das termelétricas contratadas na modalidade disponibilidade, os empreendimentos de geração não recebem um pagamento fixo por sua mera disponibilidade ao sistema elétrico. Contudo, o modelo brasileiro vigente garante um fluxo de receitas estável aos empreendedores por meio da celebração de contratos de longo prazo decorrentes dos leilões de energia nova. Nesses contratos, os volumes de energia negociados correspondem às garantias físicas de energia dos empreendimentos, as quais nada mais são que estimativas da contribuição energética que esses empreendimentos disponibilizarão ao sistema elétrico. Logo, dado que a expansão do parque gerador é garantida por meio de mecanismos que garantem previsibilidade das receitas e estimativas de contribuição energética, é razoável classificar o modelo brasileiro como um mercado de pagamentos por capacidade. Adicionalmente, conforme é discutido nas Seções 1.8.1 e 1.8.2, o uma vez que os geradores não comercializam sua produção física, mas sim os montantes indicados nos respectivos certificados de energia, sendo boa parte desses montantes comprometida em leilões de longo prazo. Todavia, o Brasil também adota mecanismos típicos de outros modelos para assegurar o suprimento energético.

No Brasil, os certificados de energia, também conhecidos na literatura como certificados de disponibilidade energética [1], são editados como portarias do Ministério de Minas e Energia. Esses documentos contém as denominadas **garantias físicas de energia**, que correspondem à quantidade máxima de energia elétrica associada a um dado empreendimento que pode ser utilizada para a comprovação de atendimento de carga ou comercialização por meio de contratos [21]. No modelo brasileiro há também a previsão da **garantia física de potência**, cuja fixação também é competência do MME, a qual corresponde à máxima quantidade de potência elétrica de um empreendimento que pode

ser utilizada para comprovação de atendimento a cargas ou comercialização por meio de contratos. Embora previsto no modelo, o mercado de potência ainda não está devidamente regulamentado, tornando a garantia física de potência um instituto ainda inócuo. Tal estado de coisas pode ser justificado pelo fato de o parque gerador brasileiro ser restringido pela energia e, em tese, não apresentar estruturalmente escassez de potência.

A comercialização de energia ocorre em dois ambientes: o Ambiente de Contratação Regulada (ACR) e o Ambiente de Contratação Livre (ACL). O ACL, como o próprio nome sugere, é o segmento do mercado de energia no qual os preços e as quantidades transacionadas são definidas pelas partes, conforme regras e procedimentos específicos. O ACR, por sua vez, é segmento no qual se realizam as operações de compra e venda de energia elétrica entre vendedores e agentes de distribuição. Também apresenta regras e procedimentos específicos, sendo que, em geral, a celebração de contratos é precedida de procedimento licitatório. Ponto comum desses ambientes é que os agentes vendedores devem dispor de respaldo físico de seus respectivos contratos, mediante empreendimentos próprios ou contratação de lastro de terceiros. Vendedores que negociem contratos sem lastro ficam sujeitos às penalidades previstas na regulação. [21]

1.8.1 Os leilões de energia nova

No atual modelo do Setor Elétrico brasileiro, o principal estímulo à expansão da capacidade de geração é a realização de leilões de energia nova, destinados a suprir o crescimento da demanda do mercado regulado por meio da contratação de **novos empreendimentos de geração**. Consideram-se novos empreendimentos de geração aqueles que, até o início do processo público licitatório, não sejam detentores de outorga de concessão, permissão e autorização; ou, aquele que decorra da ampliação de empreendimento já existente [3].

Os leilões de energia nova destinados a garantir a expansão da capacidade de geração podem ser divididos, conforme a finalidade, em três categorias:

i) os destinados ao atendimento da demanda declarada pelas distribuidoras [21];

ii) os destinados à licitação de projeto considerado estratégico e de interesse público pelo Conselho Nacional de Política Energética (CNPE) [22]; e

iii) os destinados a garantir a continuidade do fornecimento [3].

Denomina-se ano-base A, o ano de previsão para o início do suprimento da energia elétrica adquirida pelos agentes de distribuição. Esses leilões podem ocorrer no terceiro ano anterior ao ano-base A (leilão A-3), ou no quinto ano anterior ao ano base A (leilão A-5). Na hipótese de leilões exclusivos de fontes alternativas, o leilão pode ser realizado entre os anos A-1 e A-5. Observa-se que, apesar da nomenclatura adotada, o intervalo entre a realização de um leilão A-3 e a entrega da energia pode se aproximar a dois anos. Para tanto, basta que o leilão ocorra no mês de dezembro do ano A-3 e o início do suprimento

seja definido para janeiro do ano-base A. O mesmo raciocínio se aplica para leilões A-5, sendo que o prazo entre realização do leilão e o início da entrega da energia pode se aproximar a quatro anos.

Para atender aos requisitos de necessidade de energia declarados pelas distribuidoras, o Governo define a realização de leilões de energia nova. Nesses leilões, é o mercado que forma a oferta mediante a habilitação de empreendimentos de geração que se enquadram nas diretrizes definidas em ato do MME.

Para fins de concessão de uso de potenciais hidrelétricos classificados como "estratégicos" pelo CNPE, são realizados leilões exclusivos para a concessão de uso de bem público (no caso, o potencial hidrelétrico). Nesses leilões, dado que a competição é pela exploração do bem público, é possível que parte da energia decorrente dos aproveitamentos hidrelétricos seja destinada para o uso exclusivo de autoprodutores. Os leilões das hidrelétricas de Jirau, Santo Antônio e Belo Monte são exemplos de leilões dessa modalidade.

De modo a garantir a continuidade do fornecimento por intermédio da formação de uma capacidade de geração de reserva, independentemente de necessidade declarada pelas distribuidoras, são realizados os chamados Leilões de Reserva.

Nas duas primeiras modalidades (para o atendimento das demandas das distribuidoras e para a viabilização de empreendimentos estratégicos), o montante comercializado é definido em função das declarações de necessidade das distribuidoras de energia elétrica. Por outro lado, a necessidade de contratação de energia de reserva é inteiramente definida pelo Governo Federal, e o respectivo custo repassado às tarifas finais dos consumidores mediante encargo específico [23].

Sendo possível, em alguns casos, a ocorrência de contratação acima da requerida pelas distribuidoras, de forma a viabilizar empreendimentos, os quais, na classificação do leilão, não teriam uma parcela mínima de sua capacidade contratada.

Excetuando-se os de energia de reserva, a realização de leilões pressupõe que exista a necessidade de contratação futura de energia nova por parte das distribuidoras. Em outros termos: as distribuidoras, atuando como representantes dos consumidores, definem a quantidade de energia a ser contratada. Portanto, os leilões de energia nova não podem ser enquadrados no modelo de leilões determinados por autoridade administrativa, nos quais os volumes contratados são definidos por um ente estatal.

Por outro lado, o modelo brasileiro prevê mecanismo típico de modelos de leilões determinados por autoridade administrativa, instituído sob a figura dos **leilões de energia de reserva**. Conforme já comentado, nesses leilões, o volume de energia contratado é definido pelo MME. Trata-se de uma contratação sem necessidade definida pelo mercado, estabelecida com base na discricionariedade da autoridade administrativa, sem uma regra formal específica para avaliar se há a necessidade de contratação e qual o montante deve ser contratado. É um instrumento fortemente intervencionista, originalmente previsto para

compensar erros de previsão de mercado das distribuidoras [24]. Entretanto, tem sido utilizado quase que anualmente desde 2008 para compensar o descompasso entre o lastro de energia e o estoque de certificados de energia no sistema elétrico brasileiro.

1.8.2 Os contratos decorrentes dos leilões de energia

Os contratos de comercialização de energia negociados no ambiente regulado são denominados Contratos de Comercialização de Energia no Ambiente Regulado (CCEAR) e podem apresentar duas modalidades [3;21]:

i) Quantidade de energia elétrica;

ii) Disponibilidade de energia elétrica.

Originalmente, a diferenciação entre as modalidades contratuais era caracterizada pelo segmento de agentes que deveria assumir o risco hidrológico. Nos contratos por quantidade, modalidade adotada para os contratos cuja energia é produzida por centrais hidrelétricas, eram os geradores que obrigatoriamente assumiam os riscos hidrológicos. Já nos contratos de disponibilidade, adotado para as demais fontes, eram os compradores (distribuidoras) que necessariamente assumiam os riscos; contudo possuíam o direito de repasse dos custos às tarifas dos consumidores finais.

Contudo, o Governo Federal editou a Medida Provisória nº 688, de 18 de agosto de 2015, a qual determina que cabe ao MME definir quem deverá assumir os riscos hidrológicos, independentemente da modalidade contratual adotada, para os futuros leilões de energia nova. Adicionalmente, o ato faculta aos agentes de geração com contratos por quantidade já firmados repassar parte do risco hidrológico para os compradores em troca do pagamento de um prêmio de risco. Posteriormente o ato foi convertido na Lei nº 13.203, de 8 de dezembro de 2013, tendo sido mantidas no Congresso Nacional as referidas mudanças.

Em Hidrologia, risco hidrológico é a probabilidade de que um evento hidrológico seja igualado ou superado. Em geral, o risco hidrológico é adotado como critério para dimensionamento de estruturas hídricas (barragens, vertedouros, ensecadeiras). Em se tratando de segurança do suprimento, em regra, a preocupação não é com cheias, mas com secas. Assim, risco hidrológico pode ser definido como a probabilidade de que uma determinada sequência de vazões críticas se repita, ou ocorra de modo mais severo. Contudo, para os agentes de geração, a preocupação não é com a ocorrência de secas em si, mas com os custos financeiros decorrentes do evento. Por essas razões, no âmbito do setor elétrico, assumir o **risco hidrológico** pode ser definido como a responsabilidade pela gestão das eventuais exposições financeiras no mercado de curto prazo decorrentes dos desvios entre produção energética real e respectivos montantes comprometidos em contratos de compra e venda de energia.

A legislação prevê que os custos de aquisição de combustível para o acionamento das termelétricas contratadas na modalidade disponibilidade de energia elétrica devem ser assumidos pelos consumidores finais. Adicionalmente, prevê um pagamento mensal, denominado **receita fixa**, por parte dos consumidores, de modo a cobrir os custos fixos com a implantação da central geradora e com a produção energética inflexível, além de remunerar o capital investido. A oscilação dos preços dos combustíveis é internalizada nos custos variáveis e na receita fixa (quando há inflexibilidade) das termelétricas mediante reajustes periódicos, os quais são pagos pelos consumidores conforme as regras de comercialização [25]. Dessa forma, os geradores termelétricos ficam protegidos da oscilação dos preços dos combustíveis.

A contratação de termelétricas na modalidade disponibilidade é realizada mediante leilões, cujos lances são calculados a partir de uma controversa metodologia que considera a receita fixa solicitada pelo agente, além da expectativa de despacho da central a partir dos custos variáveis apresentados [26]. Quando o preço da energia no mercado de curto prazo ultrapassa o valor do custo variável da termelétrica, esta deve ser despachada. Trata-se, portanto, de um típico mecanismo de contratos de confiabilidade.

As centrais contratadas na modalidade disponibilidade de energia também têm suas respectivas capacidades de contribuição econômico-energética avaliadas, embora mecanismos de contratos de confiabilidade usuais dispensam tal avaliação (Seção 1.4.6). Adota-se nos leilões de energia o **índice custo-benefício** (ICB), cuja função é comparar a competitividade de diferentes projetos. Em síntese, o índice é calculado pelo quociente entre a estimativa dos custos totais para implantação e operação da central termelétrica em um período de tempo, e a sua contribuição econômico-energética, representada, no caso, pela garantia física do empreendimento. Existem fortes críticas em relação ao ICB. Todavia, o mecanismo ainda continua sendo adotado nos leilões de energia para fins de comparação entre centrais geradoras com características distintas [26].

Cabe o registro de que os empreendimentos eólicos, a biomassa, fotovoltaicos e heliotérmicos também requerem cálculo de ICB quando o leilão em que participam negocia apenas contratos por disponibilidade de energia.

1.8.3 A mitigação do risco hidrológico por intermédio do Mecanismo de Realocação de Energia

Em regra geral, o risco de insuficiência de geração das centrais hidrelétricas é assumido pelos próprios geradores. Todavia, tais agentes dispõem de um mecanismo exclusivo para a mitigação do risco hidrológico denominado **Mecanismo de Realocação de Energia** (MRE), um mecanismo contábil de troca de excedentes de produção, operacionalizado pela Câmara de Comercialização de Energia (CCEE), ente responsável por operacionalizar o mercado de energia brasileiro.

No Brasil, a operação otimizada do parque hidrelétrico é obtida a partir de um modelo de despacho centralizado. Cabe a cada operador de usina hidrelétrica cumprir metas de geração estabelecidas pelo ONS a partir de modelos de otimização. A diversidade hidrológica entre as bacias hidrográficas (não coincidência de períodos secos e úmidos das regiões), a possibilidade de regularização plurianual de alguns reservatórios, a existência de várias usinas em cascata são razões que subsidiam a premissa de que, no caso do sistema elétrico brasileiro, um modelo de despacho centralizado seja mais eficiente que um modelo no qual cada agente defina a sua própria estratégia de geração [27,28]. Dado que não possuem controle sobre sua própria produção, não é razoável que os geradores hidrelétricos assumam integralmente os riscos financeiros decorrentes de uma produção energética insuficiente para o atendimento de seus contratos, o que justifica a implementação do MRE.

Participam do MRE obrigatoriamente as usinas hidrelétricas despachadas centralizadamente pelo ONS. É possível que usinas de fonte hídrica não despachadas centralizadamente (categoria que inclui as pequenas centrais hidrelétricas) optem por integrar o mecanismo, desde que cumpram condicionantes estabelecidas pela Agência Nacional de Energia Elétrica (Aneel) [29,30].

O MRE foi instituído para mitigar os riscos decorrentes do despacho centralizado a partir de uma troca contábil de excedentes de produção. Sua meta é permitir que todas as usinas participantes disponham, do ponto de vista contábil, de geração igual à respectiva garantia física. Em outros termos, o MRE foi estabelecido de tal modo que, se o conjunto de usinas produzir energia superior à garantia física total do conjunto, para os fins de contabilização, todas as usinas participantes terão produzido energia igual ou superior à respectiva garantia física.

Todavia, essa realocação pode expor os agentes participantes a riscos financeiros decorrentes da diferença de preço da energia entre submercados. Para cada período de apuração, as hidrelétricas que produzem acima da respectiva garantia física cedem energia para aquelas que produziram abaixo. Essa cessão é realizada prioritariamente entre usinas de um mesmo submercado até o limite de suas garantias físicas. Se ainda houver excedentes, esses são cedidos para usinas de outros submercados. Na hipótese de a geração hidráulica total do conjunto de usinas ser inferior à garantia física desse conjunto, um fator de ajuste é aplicado de modo a reduzir a garantia física de todos os participantes de modo que a produção verificada seja igual a garantia física ajustada. Esse fator de ajuste é obtido a partir do quociente entre a geração total e a garantia física total do conjunto de usinas e é conhecido como *generation scaling factor.* [29]

Para finalizar esta breve discussão em relação ao MRE, é necessário registrar alguns comentários em relação à gestão do risco hidrológico.

Geradores hidrelétricos podem gerenciar o risco hidrológico ao qual se expõem definindo prazos e montantes de contratação diferenciados para garantia física total de

suas usinas, mantendo inclusive uma parcela dessa garantia física não comprometida em contratos (parcela conhecida como *hedge*). Assim, em períodos de hidrologias desfavoráveis, esses geradores podem não renegociar contratos vincendos ou optar por cobrar implicitamente um prêmio (pela assunção do risco de insuficiência de geração) de seus compradores no momento da renegociação desses contratos.

Consumidores livres também têm condições de gerenciar o risco hidrológico. Afinal, dispõem de liberdade para negociarem seus contratos de comercialização de energia e inclusive optar pela redução do consumo em períodos de hidrologias desfavoráveis.

As distribuidoras de energia, por sua vez, praticamente não dispõem de mecanismos para o gerenciamento do risco hidrológico. Conforme a legislação vigente, as distribuidoras não podem determinar ou remunerar a redução de consumo por parte de seus clientes. Adicionalmente, a modalidade, a forma e o volume dos contratos de comercialização de energia são consequências das diretrizes definidas pelo Governo Federal para os leilões de energia nova.

Logo, a partir das mudanças recentes na legislação discutidas na Seção 1.8.2, o Governo Federal pode repassar a gestão do risco hidrológico para o segmento que menos mecanismos dispõe para executar tal tarefa.

1.8.4 Equilíbrio estrutural

No Brasil, os PMOs e PDEs têm como objetivo assegurar o suprimento no médio e longo prazo, respectivamente. São instrumentos de planejamento que consideram a evolução do parque gerador, das linhas de transmissão e da carga de energia; além de variáveis de economicidade da operação energética. Portanto, cabe esclarecer as razões para que se estude o lastro de energia do sistema hidrotérmico brasileiro, uma vez que modelos computacionais sofisticados já analisam o sistema considerando seu caráter dinâmico e suas condições de contorno conjunturais.

Em sistemas predominantemente hidrelétricos, mesmo com um parque gerador dimensionado adequadamente, é possível haver escassez de energia e aumento de preços em decorrência de uma hidrologia muito adversa. O equilíbrio estrutural entre a oferta e a demanda de energia é uma condição necessária para a segurança do suprimento, mas não suficiente. Analogamente, em períodos de hidrologias favoráveis, é possível haver sobras de energia e queda dos preços, mesmo se o parque gerador instalado estiver subdimensionado. Sem realizar análises que desacoplem o parque instalado das situações conjunturais (*e.g.*: armazenamento, tendência hidrológica), não é possível avaliar a adequação do sistema. Ademais, sem realizar a avaliação do lastro de energia não é possível verificar se o montante de certificados de energia disponíveis para negociação no mercado possui, de fato, respaldo físico.

Em síntese, a condição que determina o **equilíbrio estrutural** de um sistema hidrotérmico pode ser representada algebricamente por:

$$\Psi_t \approx \Sigma GF_t > \Omega_t \qquad (1.1)$$

Ψ_t – oferta estrutural de energia em *t*, aferida de acordo com os critérios de suprimento vigentes;

ΣGF_t – somatório dos certificados de energia (garantias físicas) disponíveis no mercado de energia em *t;* e

Ω_t – carga de energia esperada no instante *t.*

Para permitir o desacoplamento do sistema elétrico em um dado momento, é necessário avaliar o lastro de energia do parque gerador, e assim, compará-lo com a carga de energia. Dessa forma, além de avaliar o equilíbrio físico do sistema, é possível avaliar se o montante de certificados de energia emitidos está compatível com a real capacidade de produção sistêmica. Permite também apresentar a adequação através de um simples balanço "oferta x demanda", de modo que não especialistas compreendam facilmente a situação estrutural do parque gerador.

A Equação 1.1 permite afirmar que não se deve esperar que um sistema equilibrado apresente, estruturalmente, produção energética superior à sua garantia física total. Para compreender essa afirmação é necessário assumir que todos os geradores não comercializam integralmente suas respectivas garantias físicas, mas sim um valor um pouco abaixo daquele que dispõem para comercialização. Ademais, considera-se que os consumidores só consomem os montantes contratados. Dado que um sistema só produz o que é consumido, conclui-se que a geração desse sistema será inferior à garantia física total. Logo, produção de energia superior à garantia física total pode indicar desequilíbrio estrutural, quer seja por consumo estar sendo realizado sem contrato, quer seja por haver incompatibilidade entre o estoque de certificados e a oferta estrutural de energia.

REVISITANDO O SISTEMA HIDROTÉRMICO BRASILEIRO

O sistema elétrico brasileiro apresenta características que o tornam singular no mundo. Trata-se de um sistema com predominância hídrica e complementação térmica, composto por centrais hidrelétricas instaladas em bacias hidrográficas com regimes distintos, interconectadas por uma malha de transmissão com dimensões suficientes para a integração eletroenergética do continente europeu. Em decorrência de suas características singulares, desenvolveram-se metodologias, critérios e até nomenclatura próprios, os quais devem ser estudados por aqueles que desejam compreender o funcionamento do setor elétrico brasileiro. Apresentar tais particularidades ao leitor não familiarizado é o propósito deste capítulo.

2.1 REGULARIZAÇÃO DE VAZÕES E A OPERAÇÃO EM COMPLEMENTAÇÃO TÉRMICA

Considere o problema de dimensionar um parque gerador puramente termelétrico e com plena disponibilidade de combustíveis para o atendimento de uma dada carga. Nesse sistema, mantendo-se a capacidade instalada superior à máxima demanda instantânea prevista, garante-se o pleno atendimento ao mercado de energia e potência [26,27], sendo tarefa do planejador da expansão definir a diferença segura entre capacidade instalada e máxima demanda instantânea, considerando as paradas forçadas e programadas das unidades geradoras, além dos tempos de aquecimento e resfriamento inerentes às centrais termelétricas. É o desafio típico dos sistemas restringidos pela potência.

Avalie-se agora atender uma carga a partir de uma usina hidrelétrica que opera a fio d'água (vazão afluente deve necessariamente ser igual a vazão defluente) e que tenha sido projetada para turbinar a máxima vazão já registrada no histórico disponível. Adote-se também, para fins de simplicidade, que a produção energética pode ser obtida mediante o produto de uma constante pela vazão natural afluente.

Neste ponto, cabe destacar que a função de produção de usinas hidrelétricas apresenta característica não-linear devido aos limites operativos das turbinas (engolimentos máximo e mínimo) e à variação da cota do canal de fuga decorrente da variação da vazão defluente.

Contudo, em estudos de médio e longo prazo, é usual que tais não-linearidades sejam desprezadas. [31]

Os resultados da simulação da produção energética desse aproveitamento hipotético, normalizados (em *per unit* – pu) pela máxima produção energética do histórico, são aqueles apresentados na Figura 2.1. Observa-se que, tendo em vista a representação normalizada e a premissa de linearidade entre vazão afluente e produção energética, os dados apresentados no gráfico podem representar, sem nenhum prejuízo, o comportamento das vazões ao longo do histórico, bem como seus valores mínimo e médio.
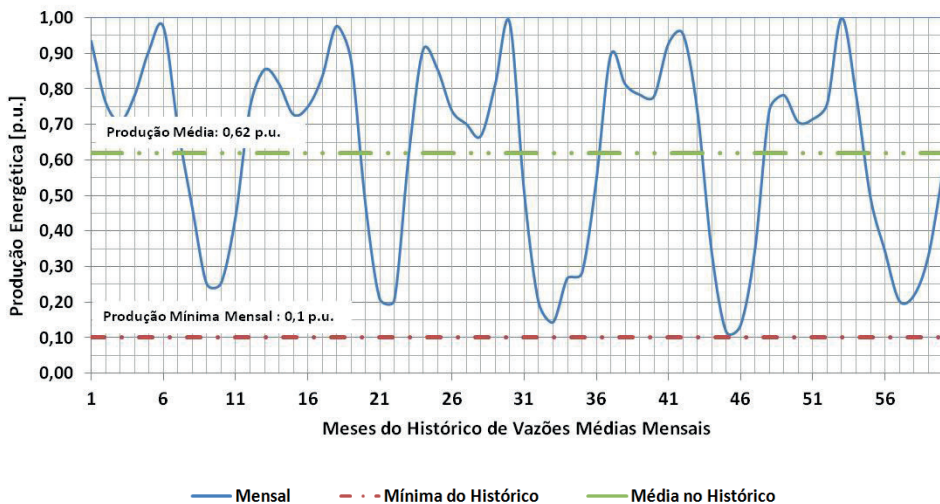
Figura 2.1 – Resultado da simulação da operação energética de um aproveitamento hidrelétrico a fio d'água fictício. Elaborada pelo autor.

Conforme os dados apresentados, a disponibilidade energética do aproveitamento oscila entre 0,1 pu e 1 pu, sendo a respectiva produção média 0,62 pu. Como não há reservatório de acumulação, na hipótese de repetição das afluências históricas, a máxima carga que esse aproveitamento pode atender continuamente é 0,1 pu. Toda a oferta acima desse montante, embora disponível, não é garantida. Limitar a carga em 0,1 pu implicaria elevado desperdício do potencial hidrelétrico disponível. Por outro lado, o suprimento adicional de carga implicaria elevada probabilidade de déficits.

Na prática, a sociedade não apresenta disposição para moldar seu consumo energético aos ciclos naturais, sendo necessária a regularização dessa oferta mediante a construção de reservatórios de acumulação ou de centrais termelétricas. Independentemente do método de regularização da oferta energética adotado, o objetivo consiste em aproximar a oferta garantida da produção média.

O efeito da construção de reservatórios de acumulação é intuitivo: armazena-se água nos períodos de hidrologias abundantes para uso nos períodos de baixas vazões naturais afluentes. Desse modo, incrementa-se a oferta da energia garantida do aproveitamento. A construção de uma central termelétrica também provoca um aumento na oferta garantida de hidrelétricas. Todavia, a compreensão desse fenômeno não é muito intuitivo e será discutido a seguir.

O histórico de afluências naturais de um rio nada mais é que uma pequena amostra de um **processo estocástico** de geração de vazões da natureza, sendo possível a ocorrência de secas mais severas ou cheias mais intensas que as já registradas. Contudo, a análise desse aproveitamento hipotético, até este momento, está sendo realizada sob um **critério determinístico**.

Um critério é **determinístico** quando não se considera de forma explícita a natureza aleatória dos fatores que afetam o processo analisado. Em se tratando de estudos de planejamento energético, esse “desconhecimento” do processo estocástico de produção de vazões da natureza pode ser contornado adotando-se a hipótese de repetição de afluências registradas no histórico de vazões disponível. [32]

Relembrando a consideração de que o aproveitamento hipotético não possui capacidade de regularização, um possível modo de melhorar a eficiência da extração energética do potencial é a construção de uma central termelétrica complementar. Essa central irá operar nos períodos de baixa produção da central hidrelétrica, permanecendo desligada nos períodos de maiores afluências. Essa disponibilidade energética adicional requer dispêndios adicionais para a construção e operação da central termelétrica.

Dado um sistema hidrotérmico preponderantemente hidrelétrico, entende-se como **operação em complementação térmica** o modo de operação do parque termelétrico de forma a maximizar a produção energética e minimizar os custos de operação das usinas que compõem o sistema. O conceito de complementação térmica fundamenta-se no fato de que uma central termelétrica que opera em um sistema predominantemente hidrelétrico consome combustível apenas parte do tempo, apesar de garantir uma energia, em termos econômicos, superior à passível de ser produzida pelo combustível consumido. [33]

Para melhor compreender os efeitos da construção de uma termelétrica complementar no sistema hipotético, considere uma central com capacidade de produção contínua de 0,7 pu (normalizada pela produção máxima da hidrelétrica fictícia) e disponibilidade plena de combustível. Despreze as paradas forçadas e programadas para manutenção.

Sobrepondo-se a capacidade de produção da usina hidrelétrica e a capacidade de produção contínua da termelétrica, conclui-se que esse sistema pode atender de maneira permanente uma carga de 0,8 pu, conforme ilustrado na Figura 2.2. Destaca-se que a área hachurada representa a produção energética disponibilizada pela central termelétrica nos períodos de baixas afluências.
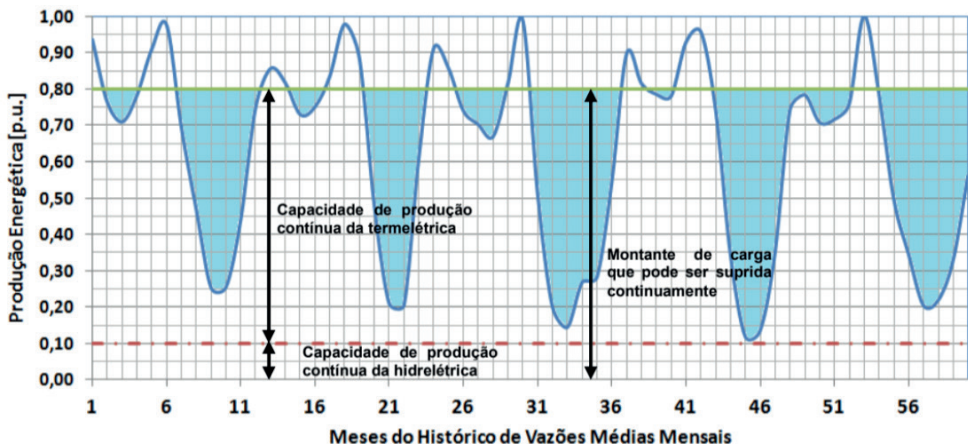
Figura 2.2 – Operação em complementação térmica apresentada a partir da interação entre um aproveitamento hidrelétrico a fio d'água fictício e uma termelétrica. Elaborada pelo autor.

Da análise da Figura 2.2, é possível concluir que:

i) a inclusão da termelétrica operando em regime de complementação aumentou a oferta garantida desse sistema em 0,7 pu;

ii) a produção energética média da termelétrica, representada pela área hachurada, é um valor consideravelmente inferior a 0,7 pu;

iii) o consumo de combustível necessário para a operação complementar é inferior ao montante necessário para que a termelétrica supra isoladamente uma carga de 0,7 pu;

iv) a contribuição energética da hidrelétrica é uma valor inferior à respectiva oferta energética média de 0,63 pu, uma vez que parte das vazões afluentes são desperdiçadas na forma de vertimentos; e

v) a máxima carga passível de ser suprida continuamente por esse sistema corresponde a um valor inferior à soma entre a capacidade média de produção da hidrelétrica e a capacidade máxima de geração da termelétrica.

Prosseguindo, a área não hachurada e delimitada pelas linhas de 0,1 pu e 0,8 pu, representa a parcela energética da hidrelétrica **firmada** pela central termelétrica [34]. Nessas situações, observa-se que a operação contínua da termelétrica em sua capacidade plena (operação de base) seria irracional do ponto de vista econômico, uma vez que em boa parte do tempo haveria oferta de geração hidrelétrica a custo quase nulo. Ressalta-se ainda que, devido à hidrelétrica operar a fio d'água, toda a vazão não turbinada deve necessariamente ser vertida.

Apesar de hipotético, esse exemplo mostra claramente que a real oferta energética de um sistema hidrotérmico só pode ser mensurada a partir da análise da operação conjunta das centrais geradoras que o compõem, ao contrário do que ocorre para sistemas

predominantemente termelétricos. Para o parque gerador do Sistema Interligado Nacional (SIN) a situação não é diferente. Todavia, a aferição da oferta energética requer técnicas, critérios e modelos computacionais mais sofisticados.

2.2 VISÃO GERAL DO PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO NO BRASIL

Desde sua criação na década de 1980, o Grupo Coordenador do Planejamento dos Sistemas Elétricos (GCPS) centralizou os estudos de planejamento da expansão do sistema elétrico brasileiro. Era coordenado pela Centrais Elétricas Brasileiras S.A. (Eletrobras) e contava com o apoio das estatais federais e estaduais para a realização de estudos e para a execução das obras planejadas.

Na década de 1990, as reformas estruturais do setor elétrico, que culminaram na desverticalização das atividades e na abertura do mercado ao capital privado, demandaram reformas na coordenação do planejamento. O MME então instituiu o Comitê Coordenador do Planejamento da Expansão dos Sistemas Elétricos (CCPE), o qual tinha como principal atribuição coordenar a elaboração do planejamento da expansão, de caráter indicativo para o segmento geração, e de caráter determinativo para as obras de transmissão considerada essenciais [35]. No mesmo ato que instituiu o CCPE, o MME determinou a extinção do GCPS após a conclusão dos trabalhos referentes ao Plano Decenal 2000–2009. Assim, em termos práticos, o planejamento do setor elétrico deixou de ser responsabilidade das estatais e passou a ser regido diretamente pelo Poder Concedente.

Atualmente, o processo de planejamento da expansão do sistema elétrico brasileiro é de responsabilidade do MME, e conta para sua realização com o subsídio da EPE [36]. É realizado com base na Política Energética Nacional, descrita na Lei nº 9.478, de 6 de agosto de 1997, e nas diretrizes emanadas pelo CNPE [3], tais quais as descritas em suas Resoluções nº 1, de 18 de novembro de 2004, e nº 9, de 28 de julho de 2008, que apresentam critérios de economicidade e de segurança energética a serem adotados nos estudos de planejamento da expansão.

Adicionalmente, outros documentos complementam o processo de planejamento brasileiro. Em fevereiro de 2008, o MME tornou público o Plano Nacional de Energia 2030 (PNE 2030), que apresenta tendências e estratégias para a expansão de longo prazo do setor energético nacional. Atualmente, nova edição do documento está em elaboração.

Em caráter complementar aos planos de longo prazo, com o objetivo de transformar as orientações e estratégias em um cronograma de obras, são editados os PDEs, os quais contemplam uma projeção de dez anos das necessidades de investimentos no setor energético.

Os estudos decenais de planejamento da expansão do parque gerador são iniciados com a previsão de crescimento do mercado de energia elétrica nacional. Tais projeções, que são constantemente revistas, são realizadas com base em premissas demográficas, macroeconômicas e de expansão de setores industriais eletrointensivos. [37]

Uma vez definido um cenário para o crescimento do mercado, é necessária a definição de um cronograma detalhado para a entrada em operação de centrais geradoras de forma a manter o equilíbrio entre oferta e demanda de energia. Tendo em vista que o Brasil possui um grande parque hidrelétrico instalado e que sua produção é uma variável aleatória em função dos regimes hidrológicos, o ajuste entre oferta e demanda, respeitando os critérios de segurança e economicidade, é realizado de maneira probabilística com auxílio de ferramentas computacionais que empregam métodos sofisticados de otimização dos recursos energéticos existentes (já construídos) e futuros (que serão construídos).

De acordo com a Política Energética Nacional, sempre que possível, são priorizados para a composição da expansão empreendimentos hidrelétricos, tendo em vista o custo competitivo da energia e o caráter renovável dessa fonte. Por outro lado, conforme já comentado, a produção energética de usinas hidrelétricas é aleatória em função da hidrologia. Portanto, é necessária a implantação de centrais termelétricas para manter o risco de falta de energia em níveis aceitáveis na ocorrência de períodos de estiagem.

2.3 PLANEJAMENTO DA EXPANSÃO NO BRASIL: DEFINIÇÕES BÁSICAS E PARTICULARIDADES

Em sistemas hidrotérmicos reais, além dos desvios de previsão de carga e da estocasticidade das vazões, o problema com o qual se depara o planejador é complexo. Além da existência de diversas usinas a fio d'água e outras com capacidade de regularização das vazões, há que se considerar o acoplamento espacial e temporal entre as centrais geradoras. Adicionalmente, diversas são as restrições operativas e ambientais que devem ser seguidas pelos operadores das centrais hidrelétricas e termelétricas.

É salutar a compreensão de que, no sistema elétrico brasileiro, tendo em vista suas peculiaridades, é necessária a definição da estratégia de geração a partir da água disponível em todo o sistema, e somente depois disso, é possível o estabelecimento da geração individual por cada usina. Trata-se de um processo inverso ao que ocorre em sistemas predominantemente termelétricos [28].

Assim, antes de apresentar os critérios já adotados para aferição do lastro de energia do parque gerador, é necessário apresentar os conceitos básicos e demais particularidades inerentes ao sistema brasileiro.

2.3.1 Séries de vazões naturais e sintéticas

O parque gerador brasileiro é predominantemente hidrelétrico. Dessa forma, em estudos de planejamento energético, é de fundamental importância o conhecimento das séries históricas de vazões naturais afluentes. Para fins de estudos de planejamento da expansão e operação, adota-se no Brasil séries históricas de vazões desde o ano de 1931.

Vazão natural é aquela que ocorreria na seção de um rio se não houvesse, a montante, ações antrópicas na bacia, tais quais: regularização de reservatórios, transposição de vazões e captações de água para diversos fins. [38]

Uma **série histórica** de vazões é uma sequência de valores mensais de vazão natural afluente em um determinado posto fluviométrico e corresponde à média de valores instantâneos observados ao longo de um mês [27].

Apesar de apresentar um registro do passado, existe um modo mais eficiente de se utilizar as séries históricas de vazões. Para tanto, considera-se que a série histórica decorre de um conjunto de leis probabilísticas definido pela natureza. Dessa forma, a partir dos registros históricos, é possível extrair as regras que regem o comportamento das vazões naturais e, consequentemente, gerar diversos cenários de afluências equiprováveis, denominados de **séries sintéticas**. [32]

De modo geral, uma série sintética pode ser definida como um conjunto de valores de dados obtidos por processos matemáticos, ordenados cronologicamente em intervalos constantes, representativos de uma grandeza física (vazões naturais afluentes, no caso) [38]. Dessa forma, a utilização de séries sintéticas de vazões afluentes a um conjunto de usinas hidrelétricas permite que se obtenha uma amostra mais representativa do que o simples histórico [27].

2.3.2 Carga de energia, MW e MWmédios

Carga de Energia é definida como a soma do consumo de energia dos agentes consumidores, do consumo interno das centrais geradoras e das perdas decorrentes da transmissão e distribuição de energia elétrica. De outro modo, pode ser definida como o montante total de energia a ser disponibilizada nos bornes dos geradores das centrais geradoras [37]. Por considerar todo o consumo de energia elétrica do sistema, é a grandeza que representa a necessidade de energia elétrica a ser disponibilizada pelas centrais geradoras.

Diversas são as metodologias para a projeção da carga de energia para estudos de planejamento. Consideram-se nessas projeções premissas demográficas, macroeconômicas, de expansão dos diversos setores econômicos; além de projeções da evolução da eficiência energética e da expansão da autoprodução. [37]

Apesar da diversidade metodológica, em geral, um único cenário de carga de energia é considerado nos estudos de planejamento. Isso decorre do fato de que a incerteza associada à aleatoriedade das vazões naturais afluentes é mais significativa do que as incertezas associadas à disponibilidade de máquinas e aos pequenos desvios de mercado [39].

É comum, em estudos de planejamento energético, expressar oferta ou carga de energia na unidade **MWmédio**, também representada por $\overline{MW}$. Apesar do uso corriqueiro,

tal unidade não pertence ao Sistema Internacional de Unidades, nem compõe o quadro oficial de unidades de medidas adotado no Brasil, aprovado pelo Decreto nº 81.621, de 3 de maio de 1978. Assim, esclarecimentos acerca do seu significado serão apresentados.

Para obter um montante de energia em MWmédios, basta dividir o montante consumido ou produzido, expresso em MW.t – sendo t uma unidade de tempo qualquer –, ao longo do intervalo de tempo em que ocorreu o consumo ou geração, expresso na unidade de 't'. Como exemplo, considere uma carga de energia que consome 10.000 MWh ao longo de um ano. Considerando um ano não bissexto, esse consumo energético pode ser representado por:

$$\textit{Carga de Energia} = \frac{10.000\ MWh}{8.760\ h} = 1{,}14 MW\ \textit{médios} \qquad (2.1)$$

2.3.3 Usinas a fio d'água e com reservatório de acumulação

No Brasil, considera-se **usina a fio d'água** toda aquela que possui reservatório com acumulação suficiente apenas para prover regularização diária ou semanal, ou ainda aquela que utiliza diretamente a vazão afluente do aproveitamento [38]. Por exclusão, **usinas com reservatório de acumulação** são aquelas que não se enquadram no conceito de usinas a fio d›água.

2.3.4 Acoplamento espacial e temporal

O **acoplamento espacial** ou **operativo** refere-se à existência de diversas centrais hidrelétricas ao longo de um mesmo corpo hídrico. Nesse sentido, a vazão defluente de uma central qualquer, vertida ou turbinada, comporá a vazão afluente ao aproveitamento que se encontra a jusante. Cabe destacar que, para fins de planejamento de longo prazo, o tempo de viagem das vazões entre aproveitamentos hidrelétricos não é considerado. [40]

O **acoplamento temporal**, por sua vez, refere-se ao fato de que o volume de água turbinado em um período qualquer influenciará nos volumes armazenados nos períodos futuros. Observa-se que esse efeito também é causado pelas termelétricas, uma vez que o nível de despacho altera a disponibilidade de água armazenada futura. [41]

Cabe destacar que o efeito de acoplamento espacial é inexistente em sistemas puramente termelétricos. O acoplamento temporal também é inexistente, desde que se considere como adequada a oferta de combustíveis primários.

2.3.5 Restrições operativas das centrais hidrelétricas

Usinas hidrelétricas apresentam diversas restrições operativas. Para fins de planejamento de longo prazo, as mais importantes referem-se às restrições hidráulicas: vazão mínima remanescente, níveis máximos e mínimos operativos normais dos

reservatórios, além de outras relacionadas aos usos múltiplos dos recursos hídricos, tais quais captação de água para consumo humano, irrigação ou usos industriais, além da navegação, pesca, aquicultura, recreação e turismo.

As restrições operativas estruturais de caráter hídrico dos principais aproveitamentos hidrelétricos nacionais são definidas mediante resoluções da Agência Nacional de Águas (ANA), autarquia federal responsável pela emissão da outorga para uso de recursos hídricos em corpos de água de domínio da União [42]. Contudo, ao longo do tempo, outras restrições conjunturais podem ser estabelecidas de modo a compatibilizar as atividades de geração de energia com os demais usos dos recursos hídricos.

Consideram-se rios da União todos aqueles que: banhem mais de um Estado, sirvam de limites com outros países, se estendam a território estrangeiro ou deles provenham [43]. Nos demais corpos de água, a emissão de outorga para uso dos recursos hídricos é de responsabilidade da respectiva unidade da federação (governos estaduais ou do Distrito Federal). Há também a possibilidade de a União delegar a competência para emissão de outorga de direito de uso de recursos hídricos de seu domínio para governos das unidades da federação [44].

Independentemente do órgão responsável, as outorgas para uso de recursos hídricos permitem o uso das vazões naturais afluentes para fins de produção de energia elétrica, além de descreverem uma série de restrições operativas e requisitos de projeto com o objetivo de preservar o uso múltiplo e sustentável do corpo hídrico envolvido [44].

O conjunto de restrições operativas relacionadas aos usos dos recursos hídricos pode variar de acordo com as peculiaridades do empreendimento de geração. Destaca-se o caso da Usina Hidrelétrica de Jirau, situada no rio Madeira, cuja outorga prevê o deplecionamento do reservatório nos períodos de estiagem – mediante uma curva-guia que relaciona vazão afluente e nível do reservatório –, de modo a acompanhar a variação natural dos níveis d'água e evitar inundações maiores do que as que ocorreriam em condições naturais no território boliviano [45].

No Brasil, as restrições operativas hidráulicas dos principais aproveitamentos hidrelétricos são monitoradas pelo ONS mediante interação com a Aneel, a ANA e os agentes de geração hidrelétrica. Tais informações são consolidadas pelo ONS em um documento público intitulado **Inventário das restrições operativas hidráulicas dos aproveitamentos hidrelétricos** [46], o qual subsidia a operação energética e os estudos energéticos de planejamento.

Exemplos de restrições operativas conjunturais das hidrelétricas são aquelas estabelecidas pelos **planos anuais de prevenção de cheias**, elaborado pelo ONS com participação dos agentes de geração envolvidos. O controle de cheias começou a ser incorporado sistematicamente no planejamento da operação energética brasileira a partir de 1977, em decorrência da grande enchente ocorrida na bacia do rio Grande, a qual causou o rompimento das barragens de Euclides da Cunha e Armando de Salles Oliveira.

Esses estudos são revisados anualmente com o objetivo de incorporar mudanças na configuração de reservatórios, alterações de restrições operativas hidráulicas de vazões e níveis máximos, alteração de tempos de recorrência associados à proteção de pontos de controle, atualização de séries de vazões e mudanças metodológicas. [47]

As restrições operativas dos aproveitamentos hidrelétricos decorrem do uso múltiplos dos aproveitamentos ou ainda da necessidade de mitigar impactos ambientais. No que se refere ao controle de cheias, trata-se de serviço da maior relevância para proteção de populações que vivem próximas aos rios. Tratam-se de interferências legítimas no setor de geração de energia elétrica e não estão sob controle dos agentes de geração.

2.3.6 Restrições operativas das centrais termelétricas

Em se tratando de estudos de planejamento de longo prazo, as restrições de centrais termelétricas são a **inflexibilidade operativa** e o **fator de capacidade máximo** [48].

A **inflexibilidade operativa** é o nível mínimo de produção energética média que uma termelétrica deve manter. Instantaneamente, uma termelétrica pode apresentar produção energética inferior à sua inflexibilidade operativa. Contudo, a produção média aferida em um período específico, conforme regras estabelecidas pela Aneel, deve ser superior à inflexibilidade.

Uma central termelétrica pode declarar inflexibilidade por razões comerciais ou técnicas. Exemplo de razão comercial é a celebração de contrato de fornecimento de combustível que prevê níveis de compra mínimos. Em se tratando de razão técnica, a inflexibilidade pode decorrer da tecnologia de geração adotada, tendo como principal exemplo as centrais termonucleares.

O **fator de capacidade máximo** é um parâmetro adimensional, definido entre 0% e 100%, que indica a parcela da capacidade instalada da central geradora que ficará disponível ao sistema elétrico. É comum em sistemas que apresentam cogeração, nos quais parte da produção energética é destinada a um dado processo produtivo e o restante disponibilizado para comercialização no SIN. Adicionalmente, pode ser declarado como inferior a 100% nos casos em que a central geradora apresente alguma limitação de projeto ou de condição ambiental específica que impossibilite a planta de fornecer nos bornes de seus geradores potência ativa igual à capacidade instalada.

Na prática, o fator de capacidade máximo é um parâmetro de folga a ser definido pelo empreendedor com base nas características de seu projeto. Embora não existam limitações para sua a declaração, do ponto de vista energético, o produto entre capacidade instalada e fator de capacidade máximo deve corresponder à potência que a central geradora é capaz de disponibilizar estruturalmente nos bornes dos geradores. A inobservância dessa regra prejudica a segurança energética, conforme será discutido na Seção 2.3.9.

Com exceção das restrições representadas pela inflexibilidade operativa e pelo fator de capacidade máximo, em termos de modelagem computacional para estudos de planejamento, as termelétricas são consideradas recursos disponíveis para operação por tempo indeterminado. Assim, fatores adicionais de modelagem são necessários para incorporar nos modelos computacionais as paradas forçadas e programadas das centrais termelétricas, os quais também serão discutidos na Seção 2.3.9.

Para garantir a plena disponibilidade das centrais termelétricas, diversas são as exigências feitas aos agentes interessados no momento da habilitação técnica do empreendimento para fins de participação nos leilões de energia nova [49,50]. As exigências têm como objetivo assegurar o despacho imediato dessas centrais, bem como evitar que haja falta de combustível no caso de necessidade de acionamento integral do parque gerador termelétrico.

As exigências variam conforme a fonte primária. Como regra geral, independentemente da fonte, é indispensável que o empreendedor apresente contratos de fornecimento de combustível compatíveis com as características operativas de sua central geradora. Além disso, especialmente para combustíveis líquidos, exige-se um volume mínimo de tancagem de combustível de forma a permitir despacho imediato da central, e manter sua operação à plena carga durante os prazos contratuais previstos para entrega de novas remessas de combustível [49].

A Lei nº 8.176, de 8 de fevereiro de 1991, instituiu o Sistema Nacional de Estoques de Combustíveis e determinou a elaboração de planos anuais de estoques estratégicos com o objetivo de assegurar a oferta de derivados de petróleo e outros combustíveis na ocorrência de contingências que afetem a oferta desses produtos. Apesar da previsão legal, tais planos anuais nunca foram editados. Assim, exceto pela garantia contratual dos fornecedores, não há instrumentos estratégicos que assegurem o suprimento suficiente na ocorrência de uma elevação súbita do consumo de combustíveis decorrente do despacho pleno do parque termelétrico.

Caso venha a ocorrer a necessidade de despacho pleno do parque termelétrico em um período de intensa utilização da capacidade instalada da indústria, a ausência de uma estratégia de suprimento pode resultar efeitos econômicos perversos, quer seja pela não disponibilidade de combustível para acionamento do parque termelétrico, quer seja pela necessidade de redução da produção para permitir o acionamento das termelétricas, ou ainda, pela necessidade da importação de combustíveis.

Situação excepcional ocorre com as centrais cujo combustível primário seja o gás natural liquefeito. Tais centrais, por necessitarem importar e regaseificar seu combustível, podem declarar um intervalo de carência entre a definição da necessidade de despacho e a efetiva entrada em operação da central. O intervalo declarado, aferido em meses, consiste no prazo que o agente gerador dispõe para viabilizar a entrada em operação, uma vez identificada a necessidade de despacho pelo ONS [50].

Em geral, as restrições operativas de centrais termelétricas são declaradas pelo agente interessado no momento da habilitação técnica do seu empreendimento para fins de participação nos leilões de energia nova. Entretanto, dependendo das condições conjunturais do setor energético, é comum o MME definir limitantes para esses parâmetros, inclusive impedir a participação de determinadas fontes primárias nos leilões de energia nova.

Independentemente das diretrizes vigentes em um dado momento, a realização de estudos de planejamento e programação da operação energética internalizam as restrições operativas de cada uma das centrais termelétricas que compõem o parque gerador nacional. Tais informações, além de proporcionarem uma modelagem mais realista do parque gerador, permitem a realização de estudos voltados à necessidade da expansão da oferta de combustíveis primários.

2.3.7 Os custos das centrais termelétricas

Os custos de produção das centrais termelétricas podem ser desmembrados em três componentes: custos fixos, custos variáveis de produção e custos de partida da unidade geradora [27]. No Brasil, para as termelétricas que não possuem contratos de comercialização de energia no ambiente regulado na modalidade disponibilidade, todos esses custos são arcados diretamente pelos proprietários. No caso das centrais que venceram leilões de energia na modalidade disponibilidade, o ressarcimento dos custos segue uma dinâmica específica.

Os custos fixos compõem a denominada **receita fixa**, a qual deve remunerar o investimento realizado, cobrir custos fixos associados à implantação e manutenção do empreendimento, bem como aqueles associados ao consumo de combustível necessário para suprir a inflexibilidade operativa declarada no leilão [25].

Os demais custos operacionais do empreendimento, decorrentes de despacho acima da inflexibilidade, inclusive eventuais custos de partida, são ressarcidos a partir do **custo variável unitário** do empreendimento, expresso em R$/MWh [25], e é constante independentemente do nível de produção energética da central. A representação do custo incremental de um termelétrica mediante uma constante consiste em uma simplificação frequentemente adotada em estudos de longo prazo [27]. No Brasil, porém, é até adotado para fins de comercialização de energia e nos estudos da operação da programação energética.

Na literatura, representa-se a relação entre nível de produção, em MW, e os custos com combustível, expresso por uma relação entre unidades monetária e de tempo, mediante uma função quadrática do tipo [51]:

$$f_i = \frac{a_i}{2} \cdot P_{gi}^2 + b_i \cdot P_{gi} + c_i \qquad (2.2)$$

Sendo:

f_i – custo associado ao nível de despacho P_{gi}, expressa por um quociente entre uma unidade monetária e uma unidade de tempo (e.g. R$/h);

P_{gi} – nível de despacho da unidade i, em MW; e

a_i , b_i, c_i – constantes.

Assim, o custo incremental da termelétrica i (λ_i) em um dado nível de despacho P_{gi} pode ser expresso por:

$$\lambda_i = \frac{df_i}{dPgi} = a_i \cdot P_{gi} + b_i \quad (2.3)$$

λ_i – custo incremental de geração da central i, expresso por uma relação entre unidades monetárias e de energia (e.g. R$/MWh).

Essa é uma representação quadrática da função de custo de uma central termelétrica muito usada nos despachos econômicos modelados via programação quadrática. No Brasil, ao invés de definir o custo incremental a partir de uma função afim (função de primeiro grau que não passa pela origem das coordenadas), o custo incremental é expresso a partir da constante denominada **custo variável unitário**, o que simplifica a modelagem de custos nos modelos de otimização hidrotérmica através de uma programação linear.

Cabe destacar que algumas centrais termelétricas são modeladas como duas ou mais centrais fictícias nos modelos de otimização hidrotérmica. Nesses casos, os custos variáveis podem ser distintos, mas não decorrem de uma modelagem mais sofisticada dos custos variáveis unitários. Trata-se de usinas que apresentam múltiplos contratos de energia, cada qual com um custo variável unitário específico.

2.3.8 Definição e atualização de custos variáveis unitários

Por definição, contratos por disponibilidade alocam os riscos hidrológicos aos consumidores. Em consequência, no caso de termelétricas contratadas nessa modalidade, o custo do combustível para geração é arcado pelos consumidores, quer seja por intermédio da parcela da receita fixa que inclui os gastos com combustível ou por intermédio do custo variável unitário. Assim, são necessárias revisões periódicas dessas parcelas.

De modo geral, tanto a receita fixa quanto o custo variável unitário são reajustados a partir da variação dos preços dos combustíveis no mercado internacional e da variação cambial. Destaca-se que as termelétricas inseridas no Programa Prioritário de Termeletricidade (instituído pelo Decreto nº 3.371, de 24 de fevereiro de 2000, para mitigar os efeitos do racionamento) não seguem esse modelo e possuem regras distintas de reajuste, as quais não serão discutidas neste trabalho. [25]

Em 2015, uma importante mudança foi realizada nas regras para reajustes dos custos das centrais a gás natural. Desde 2007, o reajuste para tais centrais era definido a partir de uma combinação linear de três índices de preços, cada qual com um peso pré-definido. Em maio de 2011, a regra foi modificada para permitir aos investidores optarem por adotar a referida combinação de índices ou um dentre outros dois índices de preços internacionais de gás natural.

A partir da publicação da Portaria nº 382, de 12 de agosto de 2015, do MME, a regra para reajuste das usinas a gás natural foi flexibilizada. A mudança inseriu novos índices de preços e definiu que os reajustes ocorrerão a partir de uma combinação linear que envolve quatro índices de preços internacionais do gás natural, uma constante, além de um parâmetro que reflete a taxa de câmbio real entre o Real e Dólar Norte-Americano. Os pesos para cada um dos índices de preços, para a constante e para a parcela que reflete a taxa de câmbio real são definidas pelo interessado no momento da habilitação técnica do seu empreendimento. As regras para os demais combustíveis permaneceram inalteradas.

Até este momento, tratou-se do cálculo dos custos das termelétricas para reajustes dos contratos por disponibilidade. Resta mencionar como é obtido os custos variáveis unitários para fins de cálculo da garantia física de novas centrais termelétricas.

O custo variável unitário é obtido a partir das mesmas regras algébricas utilizadas para reajuste dos contratos. Contudo, como no momento do leilão não é possível antever a variação futura dos preços dos combustíveis no mercado internacional, adota-se uma expectativa do preço futuro desses combustíveis para o período de dez anos, incluído o ano de realização do leilão, obtida a partir de projeções realizadas por entidades internacionais. O cálculo da expectativa de preços futuros é de competência da EPE e divulgada em informe específico previamente aos leilões de energia nova. [52]

2.3.9 Representação das indisponibilidades forçadas e programadas

No sistema hipotético apresentado da Seção 2.1, analisou-se somente a indisponibilidade energética decorrente de uma sequência hidrológica desfavorável. Um fenômeno que pode ser previsto com relativa antecedência, a partir da análise de armazenamento dos reservatórios e da tendência hidrológica [53].

Além dos riscos hidrológicos, existem riscos de indisponibilidade nos sistemas de transmissão ou distribuição e nas unidades geradoras, não previsíveis, exceto em casos de eventos programados. Para fins de estudos energéticos, em regra, não é considerada a probabilidade de ocorrência de falhas nos sistemas de transmissão ou distribuição, com exceção de eventuais falhas nos grandes troncos de interligação entre os subsistemas brasileiros. Entretanto, considera-se a probabilidade da ocorrência de indisponibilidades forçadas e programadas nas centrais geradoras.

Toda central geradora requer, ao longo de sua vida útil, a interrupção de sua operação para fins de manutenção. Em alguns casos, tais paradas são programadas conforme cronogramas de manutenção específicos. Outras vezes, ocorrem de maneira imprevista, decorrentes de falhas em equipamentos ou por determinação do operador independente do sistema. Dessa forma, para contornar essa imprevisibilidade e quantificar esses tempos de interrupção na geração de energia nos estudos energéticos, adota-se o conceito de **disponibilidade máxima de geração contínua**, ou simplesmente disponibilidade máxima [54,55], definida pelas equações a seguir:

$$Disph_{máx} = Pot_{ef} \cdot (1 - TEIF) \cdot (1 - IP) \quad (2.4)$$

$$Dispt_{máx} = Pot_{ef} \cdot FC_{máx} \cdot (1 - TEIF) \cdot (1 - IP) \quad (2.5)$$

Sendo:

$Disph_{máx}$ – Disponibilidade máxima de geração contínua da central hidrelétrica em MWmédios;

$Dispt_{máx}$ – Disponibilidade máxima de geração contínua da central termelétrica em MWmédios;

Pot_{ef} – Potência efetiva (total instalada) da usina em MW;

$TEIF$ – Taxa equivalente de indisponibilidade forçada, expresso em pu;

IP – Indisponibilidade programada, expresso em pu; e

$FC_{máx}$ – Fator de capacidade máximo da central termelétrica, expresso em pu.

A disponibilidade máxima corresponde à disponibilidade de máquinas. De forma didática, a disponibilidade máxima representa a produção energética média que a usina disponibilizaria se mantivesse operação à plena carga durante um longo intervalo de tempo, admitindo-se plena oferta do insumo primário, quer seja esse insumo vazão afluente ou combustível.

Nas hipóteses de não ocorrência de falhas e constante disponibilidade de vazão afluente, a oferta energética média de uma hidrelétrica ao longo de um intervalo de tempo qualquer, se expressa em MWmédios, equivaleria numericamente à potência instalada. Dessa forma, a diferença entre a capacidade instalada e a disponibilidade máxima representa a perda de oferta energética decorrente da necessidade de interrupção da operação da central para fins de manutenção.

Para centrais termelétricas, o raciocínio é análogo. Todavia, além das perdas energéticas causadas por paradas forçadas e programadas, é necessário considerar a parcela da produção energética não disponibilizada à rede, decorrente da fixação de um fator de capacidade máximo inferior a 100%.

Outro modo de compreender o significado físico da disponibilidade máxima e indisponibilidades médias é adotar um representação matemática. Para tanto, considera-se a situação hipotética de uma central termelétrica, composta por diversos grupos geradores, operando à plena carga por um longo período de tempo. O histórico de geração dessa central está apresentado na Figura 2.3.
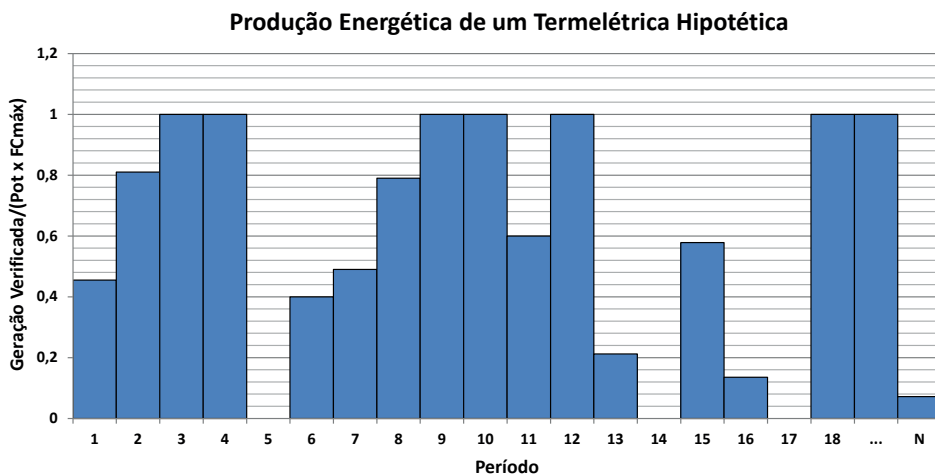
Figura 2.3 – Produção energética de uma termelétrica fictícia, normalizada pela sua capacidade máxima de potência instantânea. Elaborada pelo autor.

Conforme representado no histórico de operação, em alguns momentos a planta está disponibilizando sua capacidade máxima, equivalente ao produto entre potência instalada e fator de capacidade máximo. Em outros períodos, a produção é nula, representando indisponibilidades totais da planta. Verificam-se também períodos de produção energética em patamares intermediários, resultantes de indisponibilidades parciais (quebra ou manutenção programada de algum grupo gerador, ou ainda perdas de potência devido aos fatores ambientais).

De acordo com o já exposto, a disponibilidade máxima é a produção energética média passível de ser entregue pela termelétrica na hipótese de operação contínua por um longo período de tempo. Assim, pode ser representada algebricamente por:

$$Disph_{máx} = \frac{Pot_{ef}.FC_{máx}}{N} \int_{0}^{N} u\,(n)dn \tag{2.6}$$

Sendo:

$u\,(n)$ – uma função discreta que varia entre [0;1]; e

N – número de períodos considerados.

Substituindo a Equação 2.5 na Equação 2.6 e rearranjando, obtém-se que o produto entre os complementos unitários de TEIF e IP correspondem ao valor médio de uma função que representa a geração verificada normalizada pelo produto entre a potência instalada e o fator de capacidade máximo:

$$Pot_{ef} \cdot FC_{máx} \cdot (1 - TEIF) \cdot (1 - IP) = \frac{Pot_{ef} . FC_{máx}}{N} \int_{0}^{N} u\ (n)dn$$

$$(1 - TEIF) \cdot (1 - IP) = \frac{1}{N} \int_{0}^{N} u\ (n)dn \qquad (2.7)$$

O histórico operativo hipotético representado na Figura 2.3 pode ser extrapolado para o conjunto de centrais termelétricas que integram o SIN, desde que se considere todo parque termelétrico em uma conjuntura de despacho térmico de base. Nesse caso, as barras verticais representariam o somatório das gerações de cada termelétrica em cada período.

Para fins de otimização e simulação da operação energética, o modelo computacional adotado no Brasil para a definição do despacho econômico das centrais geradoras – o Newave –, desenvolvido pelo Centro de Pesquisas de Energia Elétrica (Cepel), considera que uma dada termelétrica, nos períodos em que é despachada pela ordem de mérito, disponibiliza ao sistema apenas a sua disponibilidade máxima, e não o produto entre potência instalada e fator de capacidade máximo. Assim, nos cenários em que o modelo sinaliza o despacho de todo o parque termelétrico (situações de hidrologias muito desfavoráveis), a oferta energética considerada pelo modelo corresponde ao somatório das disponibilidades máximas individuais.

Neste ponto, cabe destacar uma conclusão importante: para que uma central termelétrica oferte estruturalmente sua disponibilidade máxima, é necessário que, quando inserida na ordem de mérito e desde que não declare a ocorrência de falhas, apresente produção energética média igual ou maior ao produto entre a sua potência instalada e o seu fator de capacidade máximo. Caso contrário, fica prejudicada a segurança do suprimento.

Uma situação hipotética ajuda a esclarecer a afirmação do parágrafo anterior. Suponha que o Newave indique a necessidade de despacho pleno do parque termelétrico por um longo período de tempo em decorrência de uma hidrologia bastante adversa.

Conforme já discutido, o Newave considera que a geração média das termelétricas ao longo do período de planejamento será pelo menos igual à soma das disponibilidades máximas individuais das centrais termelétricas. Ocorre que, tendo em vista que o despacho ocorrerá por um longo período, na prática, a cada momento, haverá centrais termelétricas paradas em decorrência de indisponibilidades forçadas ou programadas. Assim, pode-se dizer que o Newave assume implicitamente que, em qualquer instante, a oferta energética das centrais que de fato estarão operando é igual ou superior à disponibilidade máxima de

todo o conjunto de termelétricas (disponíveis e indisponíveis). Em outros termos, o Newave assume que as centrais disponíveis produzirão um montante superior às suas respectivas disponibilidades máximas individuais de modo a compensar o montante que deveria ser produzido pelas termelétricas que estarão indisponíveis.

Portanto, se nessa situação as centrais disponíveis entregarem apenas as respectivas disponibilidades máximas, não fica garantido que o parque termelétrico ofertará um montante energético igual ou superior à disponibilidade máxima de todo o parque termelétrico. Nessa situação, se a oferta termelétrica prevista nos estudos de planejamento da operação não se concretizar, restará ao operador o uso da água armazenada para suprir a carga de energia. Ao final do período operativo, o armazenamento verificado seria inferior ao inicialmente previsto pelo modelo Newave.

Não há como garantir que a cada instante haja uma oferta termelétrica igual ou superior à disponibilidade máxima do parque termelétrico. Contudo, de modo a mitigar os riscos, é possível exigir que todo operador de usina termelétrica que não declare algum tipo de indisponibilidade disponibilize ao sistema a máxima produção possível, a qual é representada pelo produto entre potência instalada e fator de capacidade máximo.

Deve ficar claro que a disponibilidade térmica considerada pelos modelos de planejamento do setor elétrico brasileiro pressupõe uma não coincidência na ocorrência de paradas forçadas e programadas, de modo que o conjunto de centrais termelétricas sempre tenha condições de disponibilizar montante energético igual ou superior ao somatório das disponibilidades máximas individuais. Logo, qualquer incentivo regulatório para que as paradas programadas das termelétricas se concentrem em um período específico do ano devem ser analisadas com extrema cautela. Caso contrário, na ocorrência de uma hidrologia crítica, o sistema pode ficar sem a sua complementação térmica.

Por essas razões, de modo a alinhar a operação real com os estudos de longo prazo, deve-se admitir apenas um dos seguintes modos de operação para centrais termelétricas:

i) indisponibilidade total, com registro das causas no histórico operativo;

ii) indisponibilidade parcial e programada;

iii) indisponibilidade parcial e forçada; ou

iv) operação à plena carga, com produção equivalente ao produto entre a capacidade instalada e o fator de capacidade máximo.

A partir dos modos de operação acima previstos, um histórico confiável acerca da disponibilidade das termelétricas pode ser construído de modo a avaliar a contribuição energética dessas centrais para a adequação do suprimento.

2.3.10 Índices de indisponibilidade para cálculos de garantia física

Notadamente para as termelétricas, a aferição de índices de indisponibilidade é uma tarefa de difícil execução uma vez que não é comum o despacho pleno do parque térmico por um longo período de tempo. Todavia, para usinas que possuem histórico de operação, hidrelétricas ou termelétricas, é razoável adotar a média dos valores verificados no histórico de operação como estimativa dos valores futuros das indisponibilidades.

Para o cálculo das garantias físicas das hidrelétricas da expansão (que ainda serão construídas), ou ainda sem um histórico operativo significativo, adotam-se valores padronizados de indisponibilidades, estabelecidos originalmente em trabalho do Subcomitê de Operação e Manutenção de Sistemas Elétricos da Comissão de Integração Energética Regional (CIER) [56]. Para as termelétricas sem histórico, pode-se adotar, por exemplo, os valores declarados pelo empreendedor no momento da habilitação técnica do empreendimento para fins de participação nos leilões de energia nova.

Em 2014, um grupo de trabalho coordenado pelo MME reavaliou os índices propostos pelo subcomitê do CIER, tendo como base o histórico operativo das hidrelétricas brasileiras entre janeiro de 2009 e dezembro de 2013 [56]. Em 2015, a proposta do grupo foi finalizada, resultando nos valores indicados na Tabela 2.1.

Tabela 2.1 – Índices de indisponibilidades médias aprovados pelo MME em 2015 [57].

Limites (MW)	TEIF (%)	IP (%)	Índice de disponibilidade (%)
Potência Unitária ≤ 29	2,068	4,660	93,368
29 < Potência Unitária ≤ 59	1,982	5,292	92,831
59 < Potência Unitária ≤ 199	1,638	6,141	92,322
199 < Potência Unitária ≤ 699	2,133	3,688	94,258
699 < Potência Unitária ≤ 1.300	3,115	8,263	88,879

Além de atualizar os índices propostos na década de 1980, o MME determinou a revisão quinquenal dos índices apresentados na Tabela 2.1. Os novos índices de indisponibilidade também devem ser adotados para fins de cálculo da garantia física de novos empreendimentos. Para fins de revisão de garantia física – periódica ou extraordinária – de empreendimentos com período de operação a plena motorização inferior a sessenta meses, os índices também são adotados. Entretanto, para as centrais hidrelétricas com mais de sessenta meses de operação comercial após a completa motorização, as revisões de garantia física deverão considerar o histórico de indisponibilidades apurado nesse período operativo quinquenal. [57]

Por outro lado, os índices padronizados nem sempre são utilizados. As hidrelétricas de Santo Antônio e Jirau são exemplos de novos empreendimentos cujas garantias físicas foram calculadas com índices diferentes dos padronizados. Por apresentarem forte

sazonalidade na produção energética, os operadores desses empreendimentos podem direcionar as ações de manutenções preventivas para o período da seca, diminuindo a necessidade de intervenções programadas que afetem à produção energética. Assim, a indisponibilidade programada foi considerada nula. Ademais, por apresentarem um elevado número de turbinas, a indisponibilidade forçada adotada foi de apenas 0,005 [58,59]. Em termos concretos, menores índices de indisponibilidade contribuem para uma maior garantia física dos empreendimentos, e, por consequência, menor preço da energia comercializada nos leilões desses empreendimentos.

2.3.11 Custo do déficit

O **custo social do déficit**, ou simplificadamente **custo do déficit**, refere-se aos custos sobre a Economia decorrentes da insuficiência de investimentos no setor de energia elétrica que ocasionam racionamentos. Este é representado por uma relação entre unidades monetária e de energia (*e.g.*: R$/MWh). Sua determinação é realizada através de estudos macroeconômicos que avaliam o impacto causado pelo não suprimento do mercado consumidor nas diferentes atividades econômicas [32]. Nesse sentido, o impacto do custo da energia no produto interno bruto (PIB) é considerado como uma das formas mais consistentes de valoração da importância econômica da energia elétrica para a sociedade [60].

Em geral, em uma situação de necessidade de racionamento, as medidas iniciais de contenção consistem em redução de tensão e frequência do sistema além do corte de cargas tais quais iluminação pública e cargas comerciais. Caso haja o agravamento da situação, torna-se necessário o corte de carga em unidades produtivas, justificando o aumento do custo unitário do déficit com a intensidade do racionamento. [60]

O custo do déficit pode ser representado em um patamar único, independente do montante do mercado não suprido. Por outro lado, pode ser representado em diversos patamares com o objetivo de tornar a representação do custo do déficit mais aderente à realidade, sendo que para cada intervalo de mercado não suprido, associa-se um determinado custo, sendo este proporcional à intensidade do corte.

Para fins de planejamento da operação e formação de preços no mercado de curto prazo, adota-se uma curva de custo de déficit com quatro patamares de profundidade de racionamento, sendo que quanto maior o tamanho do mercado não suprido, maior o custo unitário envolvido. Já para o cálculo das garantias físicas de novos empreendimentos e estudos de planejamento da expansão, adota-se um custo em patamar único, independente da intensidade do racionamento. [61]

A estimativa dos impactos econômicos da falta de energia pode ser obtida através de diferentes metodologias. No Brasil, adotou-se como referência o trabalho intitulado *Costo Social de la Restricion de Energia Elétrica*, de 1975, desenvolvido no *Instituto Equatoriano*

de Investigación. Trata-se de uma metodologia baseada na chamada matriz de relações interssetoriais, ou matriz insumo-produto, que consiste em uma representação esquemática dos fluxos econômicos, em termos de origem e destino dos bens e serviços produzidos em um país e importados, de forma a indicar a interdependência dos setores produtivos. [60]

No decorrer das décadas de 1980 e 1990, estudos foram realizados acerca do custo do déficit no sistema elétrico brasileiro, sendo a última revisão desse valor apresentado em 1996, resultado de um trabalho conjunto entre Eletrobras e Cepel. Este trabalho não consistiu em um novo cálculo do custo do déficit, tratando-se somente de uma atualização do valor obtido na década de 1980, tendo por base a variação da parcela de energia elétrica na composição do PIB brasileiro. [62]

Tabela 2.2 – Custo do déficit em patamares para os anos de 1980 e 1996 [62].

Profundidade do déficit (em % do mercado)	Custo do déficit (em US$/MWh de 1980)	Custo do déficit (em US$/MWh de 1996)
0 a 5	159,00	221,00
5 a 10	344,00	477,00
10 a 20	720,00	997,00
>20	818,00	1133,00

Após o racionamento de 2001, a Câmara de Gestão da Crise Energética (GCE) determinou a utilização de uma curva de déficit com quatro patamares nos estudos de planejamento da operação [63]. Determinou também, que a Aneel definisse uma metodologia para a definição dos custos de déficits até o final de 2002.

Ao analisar a determinação da GCE em 2003, a Aneel sinalizou a inviabilidade de se determinar em tempo hábil uma nova metodologia para definição do custo do déficit, definindo, em caráter provisório, a atualização com base na variação anual do índice geral de preços – disponibilidade interna (IGP-DI) [60,64].

Essa situação provisória perdura até o momento de modo que a Aneel, atualmente, divulga novos valores tendo como base a simples correção pelo IGP-DI. Para 2015, os valores aprovados são aqueles apresentados Tabela 2.3.

Conforme já comentado, para fins de estudos de planejamento da expansão e cálculo de garantias físicas, o custo do déficit adotado possui patamar único. Por intermédio de uma metodologia específica, a curva de custo de déficit de quatro patamares é transformada em um valor único, sendo tal compatibilização realizada anualmente pela EPE. Para 2015, o resultado da aplicação da metodologia indicou um custo do déficit de R$ 3.100/MWh. [61]

Tabela 2.3 – Curva do custo do déficit de energia elétrica para 2015 [65].

Patamares (% de Redução de Carga – RC)	Custo do déficit (R$/MWh)
0% < RC ≤ 5%	1.420,34
5% < RC ≤ 10%	3.064,15
10% < RC ≤ 20%	6.403,81
RC ≥ 20%	7.276,40

2.3.12 Custos marginais de curto prazo e longo prazo

O atendimento das necessidades humanas é realizado a partir de bens ou serviços, os quais resultam de técnicas de transformação (processos de produção) que usam como insumo outros bens e serviços, estes denominados **fatores de produção**. A terra, o trabalho humano, as edificações, as matérias-primas, as máquinas e as matérias-primas são exemplos de fatores de produção. [66]

Ao manter um processo de produção, uma empresa deve arcar com o **custo fixo** (que independe da quantidade produzida) e com o **custo variável** (que depende da quantidade produzida), decorrentes do uso de fatores de produção. O **custo total**, por sua vez, é o montante que totaliza os dispêndios da empresa com fatores de produção. Em outros termos, é a soma do custo fixo e do custo variável. [66]

A produção de um determinado bem pode ser realizada por processos de produção distintos, cada qual composto por uma combinação de fatores de produção. A produção de arroz, por exemplo, pode ser realizada apenas por trabalhadores rurais ou com o auxílio de maquinário agrícola.

Caso um grupo de trabalhadores rurais desejasse ampliar sua produção de arroz a partir do uso de máquinas agrícolas, despenderiam algum tempo entre o momento da decisão e o momento da efetiva operação do maquinário. Outra hipótese possível para a ampliação da produção seria a contratação de mais trabalhadores. Contudo, algum tempo também seria despendido para o recrutamento.

A discussão acerca do intervalo temporal necessário para alterar os fatores de produção é importante pois é o que difere, na teoria microeconômica, o **curto prazo** do **longo prazo**. Diz-se que no **longo prazo** todos os fatores de produção são variáveis (passíveis de modificação), de modo que uma empresa pode ajustar todos os seus fatores de produção de modo a minimizar o custo total de seu processo produtivo. No **curto prazo**, por sua vez, embora também haja possibilidade de otimização de custos, pelo menos um dos fatores de produção não pode ser modificado, o que ocasiona necessariamente um custo fixo. [66]

Para qualquer processo de produção, define-se **custo marginal** como a variação no custo total de produção decorrente de uma variação na quantidade de bens ou serviços produzida [66;67]. No que se refere à possibilidade de ajuste dos fatores de produção,

trata-se de gênero que comporta duas espécies: o custo marginal de longo prazo e o custo marginal de curto prazo.

O custo marginal de curto prazo é a variação no custo total de produção decorrente do aumento da quantidade de bens ou serviços produzida. Por se tratar de curto prazo, ao menos um fator de produção não pode ser ajustado e ocasiona um custo fixo. Portanto, infere-se que o custo marginal de curto prazo é a relação entre variação do custo variável total e a variação da quantidade produzida.

O custo marginal de longo prazo decorre do quociente entre as variações do custo total de longo prazo e as variações da quantidade produzida. Por se tratar de longo prazo, todos os fatores de produção são ajustáveis e, consequentemente, não há custo fixo.

Conforme já comentado, a diferença entre o curto prazo e o longo prazo é a possibilidade de alteração dos fatores de produção. Em sistemas elétricos, a produção adicional de energia no curto prazo somente é possível a partir do incremento da produção das centrais geradoras existentes, quer seja pelo aumento das vazões turbinadas, quer seja pelo aumento de consumo de combustíveis nas centrais termelétricas. Em contrapartida, no longo prazo, a construção e entrada em operação de novas centrais geradoras é possível.

Em sistemas elétricos, o custo marginal pode ser definido como a relação entre o acréscimo no custo total necessário para suprir um incremento unitário de carga de energia [27]. Trata-se de um parâmetro expresso por uma relação entre uma unidade monetária e uma unidade de energia (*e.g.*: R$/MWh). No setor elétrico brasileiro, denomina-se **custo marginal de operação** (CMO) o custo marginal de curto prazo; já o custo marginal de longo prazo é denominado **custo marginal de expansão** (CME).

O CMO é o custo associado ao atendimento de uma unidade adicional de carga de energia somente a partir do parque gerador existente. Logo, pode ser representado pelo custo de oportunidade de utilizar a água armazenada nos reservatórios, pelo custo do combustível necessário para incrementar a geração do parque termelétrico ou ainda pelo custo decorrente da restrição do consumo (custo do déficit) [27]. É um parâmetro que reflete apenas os custos variáveis de produção da energia elétrica, não incorporando os custos da amortização e da manutenção da disponibilidade das centrais geradoras existentes.

O CME é aquele associado ao atendimento de uma unidade adicional de carga de energia a partir da ampliação da capacidade instalada do parque gerador, ou seja, a partir da construção de novas centrais. Diferentemente do CMO, o CME incorpora também os custos da construção de novas usinas.

Na prática, nem sempre é possível seguir uma ordenação econômica na construção de novas centrais geradoras. O projeto mais barato não necessariamente é o primeiro a ser construído. Assim, o cálculo do CME não deve considerar apenas a construção de um projeto específico ou os custos de uma tecnologia específica. Deve ser estimado a partir do conjunto formado pelas diversas centrais que deverão compor a expansão do sistema. [39;68]

Atualmente, o CME do sistema elétrico brasileiro é recalculado periodicamente pela EPE mediante metodologia específica, a qual está em constante aprimoramento. Após sua divulgação, o valor revisado passa a ser adotado nos cálculos de garantias físicas e nos estudos que subsidiam a elaboração dos planos decenais de energia. Para o ano de 2015, o CME calculado é de R$ 154,00/MWh [69].

Os conceitos de custos marginais são importantes uma vez que a diferença entre CMO e CME, em um dado momento, definem a forma otimizada de atender aos acréscimos futuros do mercado de energia [32]. Se o CMO for inferior ao CME, não há razão para expandir o parque gerador. Nesse caso, é mais eficiente utilizar mais intensamente o parque gerador já instalado. Analogamente, se o CME for inferior ao CMO, a melhor opção é a construção de uma nova central geradora. Afinal, os custos com a construção e com a operação de uma nova usina são inferiores aos decorrentes do uso mais intenso do parque gerador existente. Logo, do ponto de vista da teoria microeconômica, a estratégia ótima de expansão de um sistema elétrico é aquela desenhada de tal modo que o CMO esperado coincida com o CME.

Tendo em vista que as expectativas do planejador e dos agentes de mercado em geral não são coincidentes, não há como garantir que a expansão ocorrerá conforme aquela prevista nos instrumentos de planejamento. Contudo, o Governo pode influenciar as decisões dos agentes de mercado de modo que a expansão se desenvolva por uma trajetória próxima da planejada. Uma das formas para efetivar essa influência é calcular as garantias físicas das hidrelétricas e das termelétricas (parâmetro que interfere diretamente na viabilidade econômica) considerando uma situação operativa na qual o CMO esperado se aproxima do CME calculado pelo planejador.

Conforme já discutido, de modo a intervir na trajetória da expansão, o Governo Federal pode restringir a participação de determinadas fontes nos leilões de energia, além definir projetos cuja implementação é prioritária. Contudo, tais medidas não contribuem para uma expansão otimizada sob a ótica marginalista. Trata-se de intervenções no mercado destinadas à implementação de políticas públicas.

A otimização da expansão por intermédio da igualdade entre o CMO e o CME pressupõe que o planejador consegue reconhecer as expectativas do mercado ao definir o CME. De fato, é notória a assimetria de informação entre o planejador e os agentes do mercado. Assim, apesar de baseada na teoria microeconômica, o cálculo do lastro dos empreendimentos de geração com base na igualdade entre os custos marginais de curto e longo prazo também se trata de uma intervenção no mercado, a qual não necessariamente conduz a expansão do parque gerador pela trajetória mais eficiente.

Assim, de modo a influenciar a expansão a se desenvolver pela trajetória planejada, a igualdade entre os custos marginais é uma condição a ser perseguida no horizonte da adequação, momento em que ainda é possível optar por expandir o parque ou utilizar mais intensamente o parque existente para atender ao crescimento da carga de energia. Como

as transações de energia ocorrem por meio de certificados de energia, é essencial que o planejamento também atue no sentido de disponibilizar no mercado um montante de certificados compatível com a oferta estrutural de energia, montante esse também definido a partir da igualdade entre os custos marginais de curto e longo prazo.

Por outro lado, em estudos de programação da operação energética, o parque gerador já está definido. Logo, resta buscar a estratégia que minimize o custo de operação esperado. Em outros termos, nas dimensões da robustez e da segurança operativa, o CMO é mero resultado da situação conjuntural.

2.3.13 Planejamento da expansão e o modelo Newave

Considerando a estocasticidade das vazões, a existência de acoplamento espacial e temporal, além das demais restrições operativas, fica evidente o nível de complexidade que envolve planejar a expansão do sistema hidrotérmico brasileiro. Para tanto, adota-se o modelo Newave para fins de planejamento da operação energética e da expansão do parque gerador.

Em linhas gerais, o Newave é um modelo de otimização matemática. Sua função é definir uma política de operação que minimize os custos totais de operação para o intervalo de tempo considerado no estudo. Para tanto, alimenta-se o modelo com o histórico de vazões naturais afluentes, o parque gerador existente e suas restrições operativas, as alterações previstas na configuração do parque gerador, além da carga de energia prevista em estudos específicos, dentre outras informações. Trata-se de um modelo computacional formado por quatro grandes módulos, cujas funções estão descritas a seguir:

> 1. *módulo de cálculo do sistema equivalente* – Calcula os subsistemas equivalentes de energia: energias armazenáveis máximas, séries históricas de energias controláveis e energias fio d'água, parábolas de energia de vazão mínima, energia evaporada, capacidade de turbinamento, correção da energia controlável em função do armazenamento, perdas por limite de turbinamento nas usinas fio d'água, geração hidráulica máxima e energia associada ao desvio de água à montante de uma usina hidroelétrica.
>
> 2. *módulo de energias afluentes* - Estima os parâmetros do modelo estocástico e gera séries sintéticas de energias afluentes que são utilizadas no módulo de cálculo da política de operação hidrotérmica e para geração de séries sintéticas de energias afluentes para análise de desempenho no módulo de simulação da operação.
>
> 3. *módulo de cálculo da política de operação hidrotérmica* - Determina a política de operação mais econômica para os subsistemas equivalentes, tendo em conta as incertezas nas afluências futuras, os patamares de demanda, a indisponibilidade dos equipamentos.
>
> 4. *módulo de simulação da operação* - Simula a operação do sistema ao longo do período de planejamento, para distintos cenários de seqüências hidrológicas, falhas dos componentes e variações da demanda. Calcula índices de desempenho, tais como a média dos custos de operação, dos custos marginais, o risco de déficit, os valores médios de energia não suprida, de intercâmbio de energia e de geração hidroelétrica e térmica. [70]

Tendo em vista que o objetivo do Newave é minimizar custos, necessita-se definir um custo para a falta de energia, uma vez que a ocorrência de déficits contribui para o aumento do custo total de operação do sistema. Dessa forma, ao buscar o mínimo custo, o modelo implicitamente busca a redução da probabilidade de ocorrência de déficit.

Em termos matemáticos, o custo do déficit representa uma variável de folga, necessária para a convergência do algoritmo de otimização. Todavia, a definição desse parâmetro pode interferir na sinalização da necessidade de expansão do parque gerador e no despacho térmico.

Considerando a estocasticidade das afluências, o Newave determina uma política de operação do sistema hidrotérmico que minimize o custo total de operação ao longo do período de tempo em estudo. Uma política de operação para um sistema hidrotérmico pode ser definida como um conjunto de regras matemáticas que definem, para cada instante de tempo, o despacho térmico e o volume de água que deve ser turbinado para fins de atendimento ao mercado previsto com base na esperança matemática das afluências futuras e no nível de armazenamento atual dos reservatórios.

Na sequência, o Newave testa o desempenho das políticas operativas formuladas. Para tanto, a partir das políticas pré-definidas, simula a operação do sistema hidrotérmico em diversos cenários sintéticos de afluências. No Brasil, adotam-se dois mil cenários sintéticos diferentes. Dessa forma, o modelo obtém parâmetros de desempenho do sistema hidrotérmico, dentre os quais destacam-se: os **riscos de déficit** e os **custos marginais de operação**.

Não é objetivo deste trabalho detalhar o ferramental matemático que embasa o modelo Newave. Ademais, existem outros modelos de otimização que determinam políticas de mínimo custo esperado de operação para sistemas hidrotérmicos, adotando outras técnicas de otimização e de modelagem.

Existe um debate muito grande em torno dos modelos adotados para fins de planejamento da operação e expansão. Cada um dos desenvolvedores adota diferentes filosofias e técnicas de otimização e modelagem do parque gerador. Todavia, independente do modelo computacional adotado, os critérios e metodologias de planejamento podem ser mantidas.

Especificamente em termos de planejamento, alguns desses modelos disponíveis, por si só, não definem um cronograma ótimo de obras. Atualmente, no Brasil, esse cronograma otimizado é definido de **modo iterativo** por especialistas da área, que dispõem desses modelos computacionais para avaliar o desempenho previsto das diversas configurações de expansão propostas.

O trabalho do planejador ao elaborar os PDEs pode ser separado em duas grandes etapas. Na primeira, é necessário definir uma carteira de projetos que atendem a um complexo conjunto de restrições ambientais, sociais, legais, técnicas, políticas, econômicas. Em seguida, definem-se as datas de entrada em operação desses empreendimentos ao

longo do horizonte de planejamento de forma a atender à expectativa de crescimento da carga de energia. Na segunda, as opções são ajustadas iterativamente até que os critérios de planejamento sejam atingidos. Trata-se de tentar antever o comportamento do mercado diante das sinalizações emitidas pelo Governo Federal para o setor energético.

Mais adiante serão detalhadas as restrições que o planejador deve atender (critérios de planejamento). Por ora, basta esclarecer que os diversos cenários de expansão considerados devem ter seu desempenho futuro avaliado mediante ferramentas de otimização e simulação da operação, tais quais o modelo Newave.

2.3.14 Volatilidade de preços e certificados de energia

Atualmente, no Brasil, os certificados de energia são emitidos mediante ato administrativo do MME, conhecidos como "portarias de garantia física". Na prática, os atos reconhecem a oferta energética de um dado empreendimento e autoriza a comercialização dessa energia independentemente da geração física verificada. É claro que existem regras e limitações para condicionar a atuação dos agentes e manter a estabilidade do mercado de energia.

A principal razão para desacoplar a geração verificada da energia comercializável está na natureza do parque gerador brasileiro. Sistemas hidrotérmicos com predominância hidrelétrica apresentam acentuada volatilidade dos custos marginais de curto prazo [27], e consequentemente volatilidade dos preços, conforme se verifica na Figura 2.4.

Na grande maioria das situações, o preço da energia no mercado de curto prazo (mercado *spot*), denominado preço de liquidação das diferenças (PLD), pode ser considerado como idêntico ao CMO. De fato, o CMO resulta de simulações energéticas que consideram a realidade operativa do sistema. O valor base do PLD, por sua vez, é obtido a partir das mesmas simulações energéticas utilizadas para o cálculo do CMO, com a ressalva de que essas (utilizadas para o cálculo do PLD) são adaptadas de modo a desconsiderar as restrições conjunturais que afetam os limites de transferência energética entre os submercados e a oferta energéticas das usinas em teste. Limites regulatórios mínimo e máximo são aplicados ao valor base e consequentemente o PLD é obtido. Detalhes do procedimento de cálculo do PLD estão contidos em [71].

Em termos práticos, enquanto o CMO pode variar de zero até o custo do déficit adotado, o PLD varia em uma faixa bem menos ampla pois apresenta limites mínimo e máximo definidos anualmente pela Aneel. Em 2015, por exemplo, enquanto o CMO poderia variar de R$ 0,00/MWh até R$ 7.276,40/MWh [65], o PLD poderia variar de R$ 30,26/MWh até R$ 388,48/MWh [72]. Uma discussão interessante sobre a metodologia para o cálculo dos limites do PLD consta em [73].

Prosseguindo, se a comercialização de energia no Brasil ocorresse em um mercado de concorrência perfeita – ambiente no qual os preços praticados tendem aos custos

marginais de curto prazo –, os geradores não teriam a garantia de um nível mínimo de receita. Logo, em tese, seria inviável o financiamento de grandes empreendimentos de geração na modalidade *project finance*, modalidade de investimento na qual a garantia é composta pelos ativos e recebíveis do projeto.

Outro fator relevante está relacionado ao acoplamento espacial das hidrelétricas. Diversos agentes podem atuar em uma mesma cascata. Desse modo, com vistas à segurança das barragens e à otimização da produção energética, a produção das diversas centrais deve ser programada e coordenada de modo centralizado, o que impede que cada agente defina estratégias individuais de geração. No Brasil, esse fenômeno pode ser considerado especial em função das dimensões dos rios, dos tamanhos dos reservatórios e da hidraulicidade tropical [28].
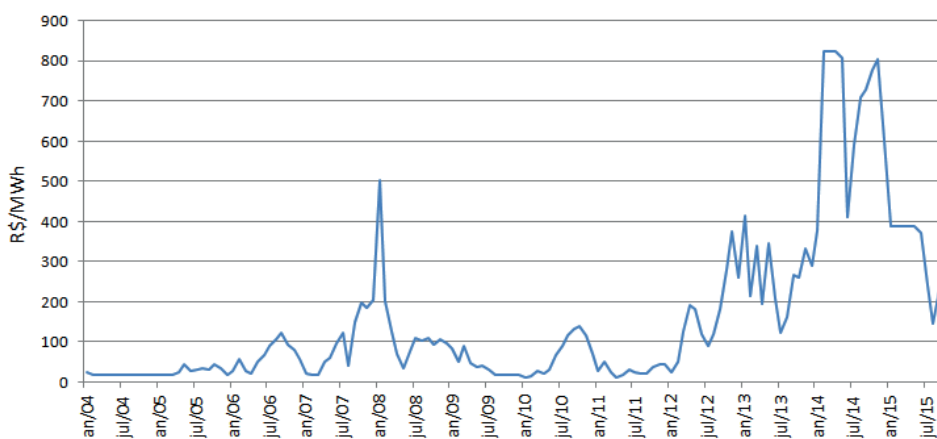
Figura 2.4 – Preço da energia no mercado *spot* do submercado Sudeste/Centro-Oeste (valores nominais, não deflacionados). Elaborado pelo autor a partir de dados da CCEE.

Na década de 1990, o MME contratou consultoria para a elaboração de um novo modelo institucional para o setor elétrico. Dentre as possibilidades aventadas, propôs-se o fim da coordenação centralizada do despacho. Assim, cada hidrelétrica elaboraria sua própria estratégia de produção. Todavia, a proposta não prosperou devido às consequências negativas que causaria, conforme registros contidos na literatura:

> O Ministério de Minas e Energia contratou os serviços de consultorias externas, lideradas pela Coopers & Lybrand, para ajudar no desenho do novo modelo institucional. Infelizmente não foi possível disponibilizar as versões originais do relatório da consultoria internacional.
>
> Nelas, fruto da pouca familiaridade com o sistema brasileiro, chegou-se a propor a transposição pura e simples do modelo competitivo inglês para o Brasil. Nessa opção, as usinas hidráulicas deveriam participar no mercado variando sua geração conforme sua performance competitiva, tal como se fosse uma usina térmica. Como demonstrado no capítulo anterior, caso esse esquema fosse adotado, o sistema perderia cerca de 20% de sua capacidade de oferecer energia assegurada. Um verdadeiro desastre. [28]

Embora quantifique a eventual perda de capacidade de oferta decorrente de um modelo não centralizadamente coordenado de despacho da geração, a referência supratranscrita não descreve a metodologia adotada para a obtenção dessa perda. De qualquer modo, trata-se de um fenômeno que merece nova investigação e quantificação.

A estabilidade do certificado de energia concedido a um agente de geração decorre da necessidade de criar um ambiente seguro aos investidores. Dado que os projetos de geração, especialmente as hidrelétricas, são empreendimentos intensivos em capital e comumente financiados na modalidade *project finance,* torna-se difícil o desenho de um modelo setorial no qual os agentes não tenham previsibilidade da quantidade e do preço da energia que transacionarão no mercado.

Adicionalmente, existem fatores extrínsecos aos proprietários que afetam à contribuição energética das centrais geradoras. Como exemplo desse fenômeno, tem-se a construção de uma nova hidrelétrica na cascata, mudanças em restrições operativas, aumento nos usos consuntivos, variações dos preços dos combustíveis no mercado internacional.

Por outro lado, uma vez amortizados os investimentos associados à construção de um empreendimento, não há motivos para não revisar o certificado de energia concedido no passado. Nessa situação (de investimentos já amortizados), a opção por um modelo de mercado baseado em certificados de energia se justifica apenas pelo fato de que os operadores de centrais hidrelétricas não detêm autonomia para traçar estratégias de produção, devendo seguir metas de geração estabelecidas pelo ONS.

No entanto, todos esses conceitos que servem de base ao modelo de comercialização brasileiro devem ser revisitados, pois não é garantido, na prática, que a operação centralizada leva ao ótimo global ou, ao menos, a um nível de eficiência melhor do que poderia ser garantido pelo próprio mercado. Adicionalmente, conforme preconiza a Teoria da Escolha Pública, se essa centralização é administrada pelo Estado, grupos de interesse influenciam a tomada de decisão em benefício próprio e o interesse público fica relegado para o segundo plano. Em qualquer Economia não existem apenas falhas de mercado. Também existem falhas de governo.

2.3.15 Definição da oferta estrutural de energia

Retornando ao sistema hipotético apresentado no início deste capítulo, é fácil compreender que a usina hidrelétrica, mesmo dispondo de máquinas, não apresentaria condições de operar a plena potência durante todo histórico analisado devido aos períodos de baixas afluências. Dessa forma, para fins de planejamento de longo prazo, torna-se essencial a definição de um parâmetro que reflita a oferta estrutural de energia dessa central, bem como do sistema em que ela se encontra.

Em se tratando da central termelétrica, devido ao caráter complementar de sua operação, o acionamento ocorrerá somente nos períodos de baixas afluências, uma vez que sua operação em períodos de hidrologias abundantes não oferece benefícios ao sistema. Portanto, em sistemas hidrotérmicos, mesmo com plena disponibilidade de combustível, a oferta estrutural de energia de uma termelétrica é um valor inferior à sua capacidade de produção contínua. De outro modo: por mais que haja pleno conhecimento de suas características técnicas, a definição da oferta estrutural de energia de centrais termelétricas também requer estudos específicos, considerando não somente a central isoladamente, mas todo o sistema hidrotérmico na qual ela esteja inserida.

A ocorrência de altos custos marginais de operação em um dado momento não indica necessariamente desequilíbrio estrutural do sistema. Um sistema bem dimensionado pode apresentar altos custos de operação na ocorrência de uma hidrologia crítica. Analogamente, a ocorrência de baixos custos marginais também não indica um planejamento adequado do ponto de vista da segurança do suprimento. Para avaliar a adequação de um sistema hidrotérmico são necessários estudos energéticos específicos que visam desacoplar o sistema das condições conjunturais, e assim, retirar os vieses da análise.

Isso torna mais complexa a gestão dos sistemas restringidos pela energia. Nos sistemas restringidos pela potência, o descompasso entre oferta e demanda é detectado na operação diária por intermédio dos estrangulamentos das reservas operativas. Em sistemas restringidos pela energia, as condições operativas diuturnas não permitem avaliar o equilíbrio estrutural.

A compreensão do que representa a **oferta estrutural de energia** pode ser facilitada por um exercício mental. Suponha um parque gerador, composto por centrais de diferentes fontes primárias, que não se altera por um longo período de tempo. Esse parque deve atender uma carga de energia que também não se altera. Assim, pergunta-se: considerando a possibilidade de inúmeros cenários hidrológicos distintos, qual a maior carga de energia que esse parque consegue suprir, desde que atendidos os critérios de risco e de economicidade previamente definidos? A resposta corresponde à **carga crítica** ou ao **lastro de energia** desse sistema.

A oferta estrutural de sistemas hidrotérmicos reais não é unívoca para um dado conjunto de usinas. Depende da sinergia existente entre os empreendimentos que o compõem e dos critérios de planejamento adotados, em especial dos índices de segurança e de economicidade. Devido à essa interdependência, a oferta estrutural de um sistema hidrotérmico só pode ser obtida a partir de simulações energéticas que consideram a operação conjunta e coordenada dos empreendimentos de geração disponíveis. Ademais, somente neutralizando as condições de contorno conjunturais (e.g. nível de armazenamento nos reservatórios, tendência hidrológica), é possível avaliar a segurança energética do sistema de modo não enviesado.

Em geral, a definição da oferta de energia total do conjunto de usinas é suficiente para fins de avaliação de equilíbrio estrutural entre oferta e demanda, bem como avaliar a compatibilidade entre a oferta estrutural de energia e o somatório dos certificados de energia disponíveis no mercado. A oferta individualizada por usina, a qual decorre de algum método de rateio da oferta total, por sua vez, é essencial para a definição do montante de energia a ser atribuído mediante certificados a cada um dos empreendimentos de geração de modo a permitir a operacionalização de um mercado de energia.

2.3.16 A carga crítica do sistema hidrotérmico e a carga crítica do SIN

É intuitivo que, para cada conjunto de usinas hidrelétricas e termelétricas, sujeitas a diversas restrições operativas e indisponibilidades, que apresentam acoplamento espacial e temporal entre si, existe uma máxima carga de energia passível de ser atendida estruturalmente. Já comentou-se que essa máxima carga varia conforme o nível de risco de falta de energia aceito e dos custos operativos tolerados. Dessa forma, dado um sistema hidrotérmico, define-se como **carga crítica** ou **lastro de energia** a máxima carga de energia que esse sistema consegue suprir, atendidos aos critérios de segurança e de economicidade definidos pelo planejador. Portanto, um dado sistema pode apresentar inúmeras cargas críticas: uma para cada conjunto de critérios.

Destaca-se que a carga crítica do sistema hidrotérmico brasileiro não coincide com a carga crítica do SIN. Isso ocorre pois algumas centrais geradoras cujos respectivos lastros energéticos não dependem do sistema na qual estão inseridas não são consideradas nas simulações energéticas para a definição da carga crítica do sistema hidrotérmico. Trata-se das centrais a biomassa com custo variável nulo, das centrais eólicas, das solares e das pequenas centrais hidrelétricas. Portanto, para estimar o lastro de energia total do SIN, é necessário adicionar a carga crítica do sistema hidrotérmico à disponibilidade energética dessas outras centrais.

Em um sistema predominantemente termelétrico, avalia-se principalmente o superávit de potência, definido como a diferença entre potência instalada e máxima carga instantânea prevista. Para um sistema hidrotérmico, a métrica equivalente seria o superávit de oferta, definido como a diferença entre a oferta estrutural do sistema (carga crítica ou lastro de energia) e a carga de energia prevista.

Talvez o maior trunfo da análise da oferta estrutural de energia seja a simplicidade de interpretação. Através da carga crítica, é possível traduzir para um simples balanço “oferta x demanda” a adequação de um sistema hidrotérmico, predominantemente hidrelétrico, frente à aleatoriedade das vazões naturais afluentes. Por outro lado, a carga crítica é um parâmetro intrinsecamente enviesado. Seu valor sofre influência dos critérios de segurança e economicidade previamente definidos, bem como do modelo computacional adotado para o seu cálculo. Portanto, é imprescindível que qualquer valor de carga crítica ou lastro de energia esteja acompanhado dos critérios adotados em sua definição.

2.3.17 As garantias físicas das pequenas usinas

A definição das garantias físicas das centrais eólicas, a biomassa, solares e das centrais hidrelétricas não despachadas centralizadamente (o que inclui pequenas centrais hidrelétricas), conjunto denominado **pequenas usinas** no jargão do setor elétrico brasileiro, é realizada de modo direto e individualizado, não considerando sua operação conjunta com o parque hidrotérmico. Adicionalmente, contrariamente ao que ocorre para o parque hidrotérmico, considera-se que o lastro de energia desse conjunto de usinas corresponde à soma da capacidade da oferta individual de cada empreendimento. Com a expansão significativa dessas fontes, com destaque para as centrais eólicas, essa é uma premissa que necessariamente deve ser revista.

Para as centrais eólicas e solares fotovoltaicas, exige-se, respectivamente, a certificação das medições anemométricas ou solarimétricas, a partir das quais obtém-se a oferta firme da fonte primária. Para as centrais eólicas, a oferta firme corresponde ao valor da produção energética cuja probabilidade de ser superada seja de 90%. No caso das solares fotovoltaicas, corresponde ao valor da produção energética cuja probabilidade de ser superada seja de 50%. Da oferta firme da fonte primária, abate-se as indisponibilidades esperadas (forçada e programada), bem como o consumo interno e as perdas até o ponto de conexão com o sistema elétrico. O resultado é a garantia física de energia do empreendimento. [55]

Para as centrais a biomassa e para as heliotérmicas exige-se apenas uma declaração do agente gerador que descreva a disponibilidade líquida de energia a ser disponibilizada pelo empreendimento [55], ou seja, o montante de energia que será de fato entregue ao sistema elétrico no ponto de conexão.

As centrais a biomassa podem ter suas garantias físicas revisadas em decorrência do histórico de geração de energia, bem como a partir do aumento da disponibilidade de combustível primário ou da melhoria da eficiência energética da planta [74]. Dado que a garantia física dessas centrais resulta de uma simples declaração do proprietário, a revisão com base no histórico de geração tem como objetivo inibir que o empreendimento disponibilize ao sistema menos energia do que o declarado. Caso isso seja constatado, o valor da garantia física é ajustado. Analogamente, se forem constatadas entregas superiores ao previsto, um adicional de garantia física é concedido ao empreendimento.

As centrais a biomassa que promovam ampliações de capacidade instalada ou investimentos em eficiência energética dispõem de tratamento diferenciado. Nessas hipóteses, o aumento de garantia física do empreendimentos é concedido exclusivamente para fins de participação em leilões de energia nova. [74]

O cálculo das garantias físicas das hidrelétricas não despachadas centralizadamente e a revisão daquelas que não disponham de no mínimo 48 meses de medições da produção energética na CCEE é realizado com base na esperança de geração do empreendimento,

calculada a partir de suas características técnicas e de um histórico de vazões naturais afluentes não inferior a trinta anos. Para aquelas que disponham de no mínimo 48 meses de medições na CCEE, a garantia física revisada coincide com a média da produção energética verificada no histórico, excluído os doze primeiros meses de operação comercial. Cabe destacar que não existe previsão de uma revisão geral ordinária para as hidrelétricas não despachadas centralizadamente. Contudo, grandes desvios entre geração e garantia física são considerados fatos relevantes e implicam revisão extraordinária da garantia física do empreendimento. [75]

As centrais eólicas também dispõem de procedimentos para fins de revisão ordinária e extraordinária de garantias físicas. As revisões ordinárias ocorrem anualmente e tem como objetivo verificar se há desvios significativos entre geração e garantia físicas dos empreendimentos. Em hipótese afirmativa, a produção energética média verificada torna-se a garantia física revisada. Alterações de características técnicas, desde que aprovadas pela Aneel, implicam revisão extraordinária da garantia física do empreendimento. [76]

As centrais eólicas e solares apresentam produção energética intermitente. Assim, na hipótese de a energia produzida não ser consumida imediatamente, será desperdiçada devido à natureza não controlável das fontes primárias. No Brasil, em regra, a produção dessas fontes implica menor turbinamento nas hidrelétricas e, consequentemente, menor produção hidrelétrica e maior armazenamento.

Diferentemente das demais pequenas usinas, as termelétricas a biomassa podem controlar sua produção energética. Contudo, a produção de energia elétrica é subproduto da produção de açúcar e etanol, o que implica um baixo custo variável. Esse fato é o que justifica inclusão das termelétrica a biomassa no rol de pequenas usinas.

As simulações energéticas necessárias para os cálculos das garantias físicas das usinas que compõem o sistema hidrotérmico (hidrelétricas despachadas centralizadamente e das termelétricas com custo variável unitário não nulo) não considera a produção energética das pequenas usinas [55].

Por outro lado, para fins de planejamento da operação energética (a cargo do ONS), a esperança de geração das pequenas centrais recebe um tratamento diferenciado. Uma vez que não são representadas individualmente nos modelos energéticos, a oferta energética esperada das pequenas usinas é definida de modo agregado para cada submercado, considerando o histórico de geração das centrais em operação e o cronograma de entrada em operação de novos empreendimentos [77].

ESTUDOS DOS CRITÉRIOS ADOTADOS PARA A DEFINIÇÃO DA OFERTA ESTRUTURAL DE ENERGIA

Desde a década de 1970, quando foi divulgada a primeira estimativa global e sistemática do potencial hidrelétrico brasileiro, diversos critérios de garantia de suprimento já foram adotados para avaliar a capacidade de atendimento ao mercado do parque gerador. A expansão do sistema, a crise financeira da década de 1980, as reformas setoriais a partir da década de 1990, foram fatores que contribuíram para a evolução dos critérios adotados nos estudos energéticos brasileiros. Apresentar e comparar os diversos critérios já adotados são os objetivos deste capítulo.

3.1 ENERGIA FIRME E PERÍODO CRÍTICO

O conceito de suprimento firme remonta ao final do século XIX. O principal objetivo era dimensionar reservatórios para a manutenção de uma vazão mínima constante (firme), mesmo em épocas de baixas afluências, com vistas ao abastecimento de água de cidades [78]. Em 1883, propôs-se uma metodologia que permitia calcular a mínima capacidade de um reservatório necessária para garantir o fornecimento constante de uma determinada vazão, ao passo que, analogamente, permitia determinar a máxima vazão constante que um dado reservatório poderia fornecer, uma vez definida sua capacidade de armazenamento [79]. Posteriormente, esse conceito começou a ser utilizado no dimensionamento econômico de usinas hidrelétricas e, mais adiante, no dimensionamento de conjuntos de usinas com o objetivo de maximizar a produção energética de usinas em cascata, permitindo flutuações individuais de geração [78].

No contexto do setor elétrico, **energia firme de um sistema** é definida como sendo a maior carga contínua que esse sistema consegue atender, sem déficit, na ocorrência da repetição das afluências registradas no passado [27;32;41]. Trata-se, portanto, de um conceito **determinístico** e que apresenta diversas vantagens, dentre as quais se destacam a simplicidade de aplicação e de entendimento.

Nesse conceito, o despacho térmico é definido com base em **curvas limite inferior de armazenamento**, que definem níveis mínimos de estoque hídrico nos reservatórios, abaixo do qual as térmicas devem ser operadas na base. Nesse caso, a energia firme corresponde à máxima carga que esse sistema hidrotérmico, composto por centrais hidrelétricas e termelétricas despachadas com base em curvas limite, consegue suprir sem a ocorrência de déficits na hipótese de repetição da série histórica de vazões. [32]

As curvas limite inferior de armazenamento estabelecem limites de armazenamento dos reservatórios, abaixo dos quais, o despacho térmico deve ser realizado na base. Uma sofisticação desse critério é o uso de **curvas-guia**, que definem, para cada nível de armazenamento, um grupo de centrais térmicas com custos semelhantes que deve ser acionado [34;41].

Antes de definir o conceito de energia firme de uma usina, é necessário apresentar o conceito de **período crítico**. Para tanto, considera-se um sistema puramente hidrelétrico suprindo uma carga igual à sua energia firme e cujas afluências coincidam com a série histórica de vazões naturais. Como a carga crítica é constante e o insumo (vazões naturais afluentes) para supri-la é variável, o nível de armazenamento nos reservatórios se altera ao longo do histórico, de forma a manter uma produção energética constante. Nesse sentido, define-se **período crítico** como a sequência de meses dentro desse histórico que se inicia com os reservatórios totalmente cheios e, sem a ocorrência reenchimentos totais intermediários, finaliza com seus reservatórios completamente deplecionados [27; 53]. A partir daí, define-se como **energia firme** de uma usina a sua produção média ao longo do período crítico do sistema na qual esteja inserida.

A Figura 3.1 apresenta, para uma dada configuração de usinas hidrelétricas do SIN, os níveis de armazenamento com a indicação do respectivo período crítico, obtida a partir de simulação com o histórico conhecido de vazões naturais afluentes realizada com o Modelo de Simulação à Usinas Individualizadas (MSUI), desenvolvido pela Eletrobras. Destaca-se que nessa simulação não foram consideradas curvas para despacho de termelétricas.

Observa-se que o nível de armazenamento ao final do período crítico aproxima-se de zero, entretanto, não o atinge. Tal efeito, como em qualquer procedimento iterativo de cálculo numérico, decorre do erro admitido para fins de convergência do algoritmo de otimização.

A energia firme de um sistema hidrelétrico, que pode ser considerada a sua **carga crítica** [80], é resultado de um problema de otimização. Nesse problema, busca-se maximizar a produção energética de um dado conjunto de usinas, submetidas a diversas restrições operacionais, cujas vazões apresentam acoplamento espacial e temporal. As minúcias da formulação desse problema fogem ao escopo deste trabalho. Todavia, detalhes algébricos sobre esse problema podem ser encontrados no manual de metodologia do modelo (referência [80]).
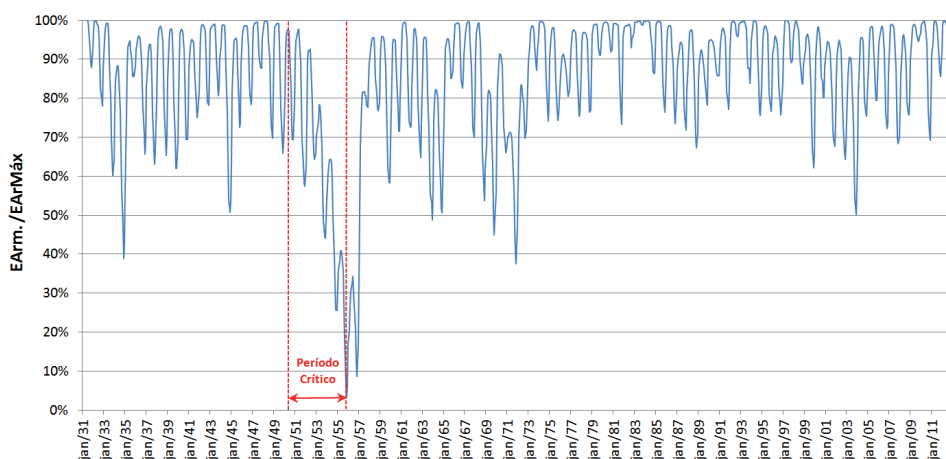
Figura 3.1 – Níveis de armazenamento total do SIN (quociente entre energia armazenada (EArm.) e energia armazenável máxima (EArMáx) ao longo do histórico de vazões.

Fonte: Elaborada pelo autor.

O período crítico é uma janela de tempo dinâmica, podendo sofrer variações em consequência das mudanças do conjunto de centrais hidrelétricas que compõem a configuração utilizada para sua definição. Todavia, para fins de cálculos de garantia física, o período crítico é fixo e corresponde ao período de tempo compreendido entre junho de 1949 e novembro de 1956 (incluindo-se os meses descritos).

Outro ponto relevante é que a energia firme calculada pela atual versão do MSUI (versão 3.2) não considera os limites de intercâmbio energético entre as diversas regiões do Brasil. Portanto, a operação resultante não é necessariamente factível, tendo em vista os limites operacionais dos grandes troncos de transmissão inter-regionais.

Atualmente o conceito de energia firme é utilizado na realização de estudos de inventário e de viabilidade técnico-econômica de empreendimentos hidrelétricos. Ademais, conforme será visto no Capítulo 4, é o balizador para a definição do lastro de energia das centrais hidrelétricas. Para fins de planejamento da expansão, esse conceito perdeu importância, uma vez que foi substituído por critérios probabilísticos.

3.2 ENERGIA MÉDIA, ENERGIA SECUNDÁRIA E CARGA CRÍTICA

Outra métrica importante para avaliação de sistemas predominantemente hidrelétricos é a **energia média**, que consiste na média de longo termo da produção energética simulada de uma usina hidrelétrica ou de um conjunto usinas hidrelétricas ao longo do respectivo histórico de vazões naturais afluentes.

Definido um sistema e sua energia firme, denomina-se toda a produção acima desse montante como **energia secundária**, usualmente representada como a diferença entre a energia média e energia firme [27;32]. É comum também, no âmbito do MRE, definir energia secundária como a produção energética do conjunto de usinas superior à garantia física total do conjunto [29].

Os conceitos de energia apresentados foram originalmente cunhados na época de aplicação do critério de energia firme. Contudo, posteriormente, os sentidos originais foram adaptados de modo a se adequarem a um ambiente de planejamento que considera critérios probabilísticos. Assim, energia média pode também ser definida como a esperança de geração de uma usina qualquer, obtida a partir de uma simulação da operação energética que considera séries sintéticas de afluências.

Na mesma linha de raciocínio, energia secundária de um sistema pode ser considerada como o montante de produção energética que supera a oferta estrutural de energia disponível (lastro de energia) de um sistema em um determinado período de tempo, ou ainda, como a produção energética que supera sua garantia física.

Em se tratando de planejamento energético, em geral, quanto maior a energia secundária disponível em um sistema predominantemente hidrelétrico, *ceteris paribus*, mais competitiva torna-se a inclusão de centrais termelétricas operando em caráter complementar.

Ademais, quanto maior a energia secundária disponível, menor é a necessidade de operação de centrais termelétricas nos períodos de hidrologias abundantes. [33]

3.3 ENERGIA GARANTIDA E RISCO DE DÉFICIT

Desde a década de 1970 até meados da década de 1980, adotava-se no Brasil o chamado **critério determinístico** ou **critério de energia firme** para fins de estudos de planejamento da expansão [53; 81]. Conforme já visto, de acordo com esse critério, o sistema deveria ser capaz de atender ao mercado de energia elétrica na hipótese de repetição das vazões registradas no passado. Contudo, a adoção do critério de energia firme para fins de planejamento implica assumir um risco desconhecido de déficit, uma vez que há a probabilidade de ocorrência de secas mais severas do que as já registradas [27].

Ademais, no decorrer da década de 1980, o aumento dos preços dos combustíveis e dos custos de capital na Economia brasileira contribuíram para a implementação de um critério de planejamento que considerasse explicitamente o custo do não fornecimento da energia. Buscava-se estabelecer uma metodologia para determinar um programa ótimo de expansão que minimizasse o custo total esperado para a instalação e a operação do sistema elétrico, o qual englobasse os investimentos na expansão, os custos de operação, além dos custos de eventuais déficits de energia. [39]

Nesse período, estudos foram realizados para avaliar o critério de energia firme com o objetivo de mensurar o risco implícito da metodologia. Tais estudos indicaram que a adoção do critério de energia firme implicava a assunção de uma probabilidade anual de déficit da ordem de 3%. Todavia, estimava-se que tal valor não seria constante, e apresentaria tendência de elevação ao passo que, como resultado da expansão, a energia firme do sistema se aproximasse da respectiva produção média [53].

Neste ponto, convém definir o conceito de **probabilidade anual de déficit**, ou simplificadamente **risco de déficit**, adotado para os subsistemas elétricos brasileiros. Considerando um universo de séries hidrológicas, quer sejam sintéticas ou históricas, define-se probabilidade anual de déficit ou risco de déficit como a relação percentual entre o número total de anos hidrológicos que apresentam qualquer déficit e o total de anos que compõem as séries consideradas em uma dada simulação da operação energética do subsistema. Algebricamente:

$$\textit{Risco de Défit} = \frac{\textit{número de anos hidrológicos com algum défit}}{\textit{número total de anos hidrológicos simulados}} \times 100\% \qquad (3.1)$$

Observa-se que o denominador da Equação 3.1, independentemente de se tratar de séries naturais ou sintéticas, pode ser considerado como uma grande amostra do fenômeno estocástico de geração de vazões pela natureza. Por sua vez, o numerador é a

parcela da amostra em que ocorreria algum déficit. Portanto, o quociente obtido é de fato um estimador da real probabilidade de ocorrência de algum déficit.

Um exemplo numérico ilustra melhor os conceitos envolvidos. Suponha-se um estudo de 10 anos, e que o desempenho da otimização seja aferido a partir da simulação da operação desse subsistema em 2.000 séries sintéticas diferentes. Cada série sintética possui 10 anos de extensão. Portanto, o número total de anos hidrológicos simulados é de 20.000. Suponha-se também, que desses 20.000 anos hidrológicos, 1.000 apresentam algum déficit de energia, independentemente da série a qual pertençam. Nesse caso, a probabilidade anual de déficit (ou risco de déficit) resultante para esse subsistema seria

$$\textit{Risco de Défit} = \frac{1.000}{2.000 \text{x} 10} \text{ x } 100\% = 5\% \qquad (3.2)$$

Considerando que um sistema é composto por diversos subsistemas, define-se **risco de déficit de um sistema** como o maior valor entre as probabilidades anuais de déficit calculadas para cada um dos subsistemas que o compõem. A utilização dessa definição é essencial para que seja possível a adoção de um nível único de risco máximo pré-fixado como critério de planejamento, independentemente de quantos subsistemas integram um dado sistema.

Na hipótese de se definir o risco de déficit de um sistema como a probabilidade anual de déficit desse sistema, tal qual é feito para subsistemas, seria impraticável a definição de um limite máximo de risco aceitável, tendo em vista que a interligação entre dois de seus subsistemas poderia degradar seu nível de segurança.

Para compreender essa afirmação, basta supor uma situação na qual se avalie a interligação de dois subsistemas, os quais, quando operando isoladamente, apresentam níveis idênticos de risco de déficit. Suponha ainda que as simulações energéticas indiquem que, mesmo após a interligação e redução dos riscos de déficits individuais, uma parcela dos déficits remanescentes não ocorrerá simultaneamente em ambos os subsistemas. Assim, estranhamente, o sistema formado pela interligação dos subsistemas apresentaria risco de déficit superior aos de seus subsistemas enquanto operando isoladamente. Portanto, para dar coerência ao indicador de risco de déficit de um sistema, optou-se por defini-lo como a maior dentre as probabilidades anuais de déficit dos subsistemas que o compõem, calculadas a partir da operação interligada desses subsistemas. Ressalta-se ainda que a definição adotada permite avaliar se uma nova interligação trará benefícios significativos ou não ao risco de déficit do sistema. [82]

Outra conclusão de extrema importância dos referidos estudos é a inexistência de um período crítico para o Brasil. Ao longo das simulações, percebeu-se que não necessariamente há simultaneidade de armazenamento e deplecionamento máximos nas diversas regiões do país em períodos de hidrologia adversa. Ademais, constatou-se a

ocorrência de reenchimentos totais e vertimentos em determinados subsistemas ao longo do período crítico oficialmente adotado.[41]

Dessa forma, visando mitigar as distorções do critério de energia firme, passou-se a adotar o chamado **critério probabilístico** ou **critério de energia garantida**, calculada a partir de séries sintéticas de energias afluentes, as quais preservam as características estatísticas observadas nas séries naturais de vazões [53].

Energia garantida ao risco *r* pode ser definida como o máximo mercado de energia que uma dada configuração de parque gerador poderá atender estruturalmente com probabilidade anual de déficit igual a *r*. Em breve síntese, pode ser considerado o equivalente probabilístico do critério de energia firme. [83]

O período crítico do critério de energia firme também apresenta um equivalente no critério probabilístico: o **período seco**. Um mês qualquer pertence a um período seco se houver um déficit no futuro e o reservatório equivalente não encher completamente no intervalo de tempo compreendido entre esse mês até a ocorrência do déficit [83]. Cabe destacar que o período seco definido neste parágrafo não deve ser confundido com o período seco para fins de faturamento do consumo da energia elétrica de que trata as condições gerais de fornecimento vigentes, definidas na Resolução Normativa nº 414, de 9 de setembro de 2010, da Aneel.

Ao calcular a energia garantida de um sistema, busca-se definir qual é o máximo mercado que esse sistema pode atender estruturalmente dentro de um critério de risco previamente definido. Busca-se também, em um segundo momento, definir a contribuição energética individual das centrais geradoras componentes desse sistema [84]. No momento do rateio, pode-se, por exemplo, adotar uma metodologia que beneficie empreendimentos que produzam energia em períodos de hidrologia adversa, ou ainda, que beneficie empreendimentos com a maior produção esperada.

3.4 ENERGIA GARANTIDA SOB A ÓTICA ECONÔMICA

Na seção anterior definiu-se energia garantida em termos de risco de déficit. Nesse conceito, os custos marginais de operação esperados são consequência das simulações energéticas e sofrem influência do custo do déficit adotado, o qual é definido *a priori*. Trata-se de uma abordagem que não considera economicidade na operação do sistema, tendo como principal enfoque a segurança energética. Contudo, esse conceito pode ser modificado de modo a incorporar racionalidade econômica.

Embora o sistema elétrico brasileiro seja formado por diversos agentes públicos e privados, a estratégia de geração das centrais não é definida pelos seus respectivos proprietários, mas sim pelos estudos da programação da operação energética elaborados pelo ONS. Um agente de geração não comercializa a produção energética de sua usina, mas sim um montante da oferta total do sistema destinado a essa usina (garantia física da

usina), o qual deve ser dimensionado considerando a contribuição econômico-energética do empreendimento ao sistema. Assim, pode-se considerar que um grande ente monopolista é o responsável por assegurar o suprimento de energia elétrica no mercado brasileiro, tanto no curto prazo (dimensão da firmeza), quanto no longo prazo (dimensão da adequação).

No curto prazo, a configuração do parque gerador é conhecida. Logo, resta apenas a tarefa de definir a estratégia de geração que minimize o valor esperado dos custos operativos imediatos e futuros no período de estudo. Compõem tais custos os gastos com combustíveis das termelétricas, eventuais importações de energia, além do eventual custo do não atendimento à carga (custo do déficit). [32]

No longo prazo, a configuração esperada do parque gerador é meramente indicativa. A configuração que será concretizada dependerá da interação entre as forças de mercado e os sinais econômicos dados pelo ente responsável pelo planejamento. Desses sinais, um dos mais importantes é a metodologia para definir a garantia física de um empreendimento de geração. Nesse contexto, pergunta-se: como definir a garantia física de um empreendimento de modo que se considere a economicidade da operação futura do parque gerador?

Para responder a esse questionamento é necessário recorrer à teoria microeconômica, a qual preconiza que os mercados mais eficientes são aqueles que operam em regime de concorrência perfeita [67]. Ademais, demonstra que nesse ambiente (de plena concorrência) os preços praticados convergem para o custo marginal de curto prazo [37]. Logo, conclui-se que simular um ambiente de concorrência perfeita é o método que permite o cálculo da garantia física de um empreendimento de geração considerando a economicidade da operação futura do sistema.

Para tanto, desenvolveu-se o conceito de energia garantida sob a ótica econômica, o qual tem como objetivo definir a oferta estrutural total de um sistema de tal modo que as simulações da operação energética apresentem, em média, custos marginais de operação (custos marginais de curto prazo) próximos ao custo marginal de expansão (custo marginal de longo prazo). O custo do déficit é definido anteriormente, a partir de metodologia específica, e o risco de déficit pode variar desde que não supere um limite máximo pré-definido.

Para entender o conceito em termos práticos, considere um parque gerador já construído, cujos custos marginais de operação e expansão são conhecidos, para o qual se deseja obter a energia garantida *E* por meio de um procedimento iterativo, a qual incorpore a economicidade da operação energética. Para tanto, considere que a carga E é inicialmente nula e que seu valor é acrescido infinitesimalmente a cada iteração. Enquanto a carga de energia for inferior a *E,* é mais econômico o atendimento de acréscimos de mercado utilizando-se mais intensamente o parque termelétrico instalado. Já para valores de mercado superiores a *E*, torna-se mais econômico expandir o parque gerador (construir novas centrais) para atender aos incrementos. Assim, a carga de energia *E* corresponde

ao maior mercado possível de ser atendido com o sistema já implantado, considerando a economicidade da operação energética. Em outros termos, a carga *E* corresponde à energia garantida desse sistema sob a ótica econômica, conforme ilustra a Figura 3.2. [39]
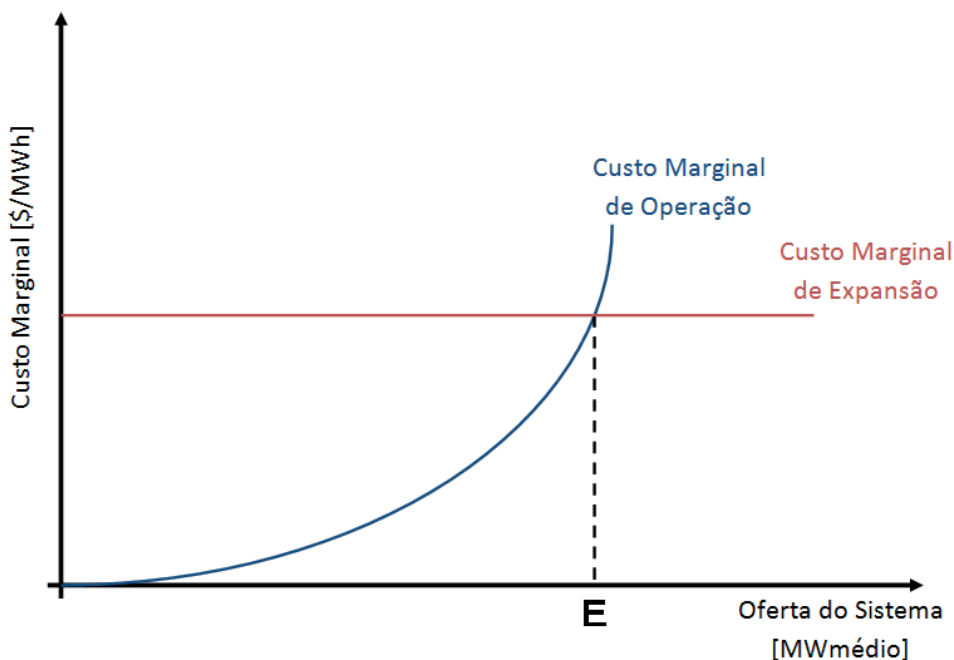
Figura 3.2 – Ilustração do ponto de operação ótimo de um sistema definido a partir de custos marginais. Adaptada de [39].

Como cada agente deve dispor de um montante de energia para comercialização, o passo seguinte é ratear o montante *E* entre os diversos agentes de geração a partir de alguma convenção.

3.5 CARGA CRÍTICA E CUSTO DO DÉFICIT

Em simulações energéticas para o cálculo da carga crítica, o custo do déficit, os custos marginais de operação e os riscos de déficit são variáveis inter-relacionadas, de modo que, fixadas duas delas, a terceira é obtida como consequência, ou seja, de modo implícito [85].

Até este momento, considerou-se o custo do déficit como um dado de entrada dos modelos energéticos, obtido exogenamente por meio de estudos macroeconômicos que visam estimar o preço máximo que a sociedade estaria disposta a pagar pelo suprimento de energia elétrica (Seção). Contudo, até meados da década de 1990, outra abordagem era utilizada no setor elétrico: a partir de um método iterativo, a carga crítica era definida

de tal modo que os custos marginais de operação e os riscos de déficit convergissem para valores pré-definidos, de forma a obter o **custo implícito do déficit** [62].

A obtenção de cargas críticas a partir da abordagem do custo implícito do déficit permitia mensurar o real valor econômico da energia elétrica para a sociedade a partir do risco de déficit tolerado. Ademais, permitia que o custo do déficit implícito obtido nos estudos de planejamento fosse utilizado nos estudos da programação da operação energética, ao invés de um custo obtido exogenamente.

O cálculo do custo implícito do déficit pode ser realizado a partir de dois métodos distintos, conforme explicado didaticamente em [85] e apresentado na Figura 3.3: i) ajustar iterativamente o mercado de modo que o risco de déficit se aproxime de 5%, e na sequência, variar o custo do déficit de tal modo que os custos marginais de operação convirjam para o custo marginal de expansão; ou ii) ajustar iterativamente o mercado de modo que os custos marginais de operação se aproximem do custo marginal de expansão, e, na sequência, alterar o custo do déficit até que o risco se aproxime de 5%.

Em 1998, o Comitê Técnico para Estudos Energéticos do GCPS divulgou parecer técnico recomendando que o custo do déficit adotado nos estudos energéticos fosse aquele definido exogenamente, a partir de estudos econômicos. Recomendou também que o risco de déficit fosse calculado a partir de simulações energéticas com custo do déficit e custo marginal de expansão pré-fixados. A justificativa para a mudança de critérios eram as mudanças estruturais ocorridos no setor elétrico brasileiro na década de 1990, que envolviam desverticalização, desestatização e criação de um mercado livre de energia. Entendia-se que no novo ambiente competitivo, com forte participação do capital privado, o planejamento indicativo do setor deveria ocorrer com base em preços, não mais em custos, de modo que o nível de garantia do suprimento (risco de déficit) passaria a ser definido pelo mercado, e o custo marginal de expansão passaria a incorporar o resultado das licitações para construção de novos empreendimento energia. O Plano Decenal de Expansão de Energia Elétrica 1998-2007, elaborado pelo extinto GCPS, foi o primeiro instrumento de planejamento a adotar essas premissas em sua elaboração. [62;86]
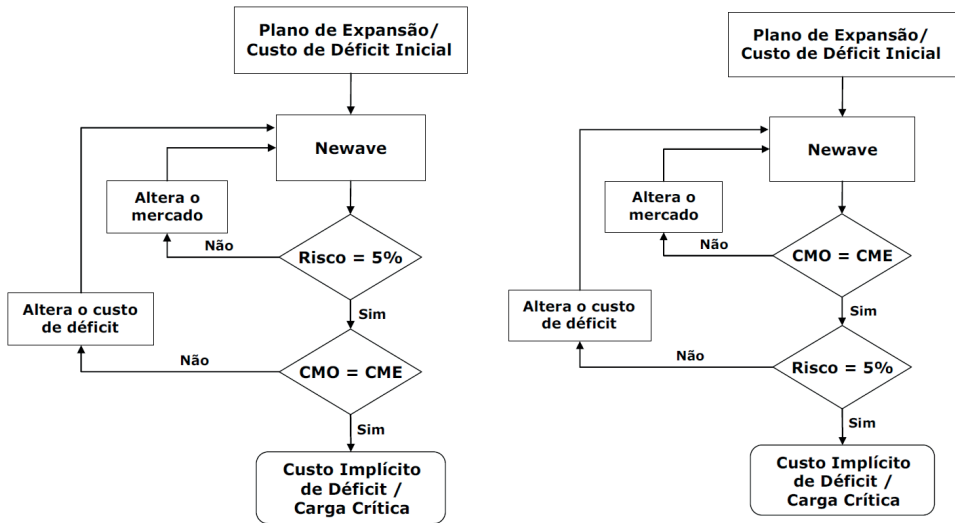
Figura 3.3 – Algoritmos distintos para convergência da carga crítica utilizando a abordagem de custo implícito do déficit.

Fonte: [85]

3.6 DIFERENCIANDO ENERGIA GARANTIDA, ENERGIA ASSEGURADA E GARANTIA FÍSICA

Nas discussões do setor elétrico brasileiro, é comum a utilização das expressões energia garantida, energia assegurada e garantia física como sinônimos. Todavia, ao se avaliar o histórico do setor elétrico brasileiro, é possível concluir que cada expressão está associada a um modelo de comercialização de energia adotado.

Até o início da década de 1990, a regulação do setor elétrico brasileiro era baseada no modelo de **remuneração garantida**, no qual as tarifas eram definidas de modo a garantir um retorno adequado dos investimentos realizados pelas estatais, sem necessariamente haver um controle acerca da necessidade dos investimentos realizados. Apesar da conjuntura econômica e descontrole da inflação, o controle estatal sobre as empresas permitia o represamento das tarifas pelo Governo, o que ocasionou uma grave crise financeira no setor elétrico. [87]

No início da década de 1990, o Governo Federal promulgou a Lei nº 8.631, de 4 de março de 1993, a qual extinguiu o regime de remuneração garantida a partir da data da sua regulamentação (ocorrida em 19 de março de 1993, data da publicação do Decreto nº 774, de 18 de março de 1993). A partir daí, tornou-se compulsória a celebração de **contratos de suprimento** de energia elétrica entre empresas superavitárias e deficitárias em relação aos seus respectivos mercados. Esse pode ser considerado o “embrião” do mercado de certificados de energia brasileiro.

Os montantes de contratação eram definidos a partir de critérios utilizados para estudos de planejamento da expansão e da operação pelo GCPS e pelo Grupo Coordenador para a Operação Interligada (GCOI). A cada ano civil, os montantes dos contratos de suprimento eram recalculados para o horizonte de 10 anos à frente (compreendido entre o início do primeiro e o fim do nono ano subsequente ao ano do cálculo). Consequentemente, aditamentos anuais desses contratos também eram necessários. Entretanto, algumas regras foram estabelecidas de modo a não alterar significativamente os montantes contratados no curto prazo. [88;89]

Antes da entrada em operação da Interligação Norte-Sul (grande tronco de transmissão que permite trocas de energia entre as regiões do Brasil), os montantes de contratação eram definidos a partir das energias garantidas dos dois grandes sistemas elétricos brasileiros à época: o Sistema Sul/Sudeste/Centro-Oeste e o Sistema Norte/Nordeste. Para cada um dos grandes sistemas, os montantes eram definidos a partir de três etapas: i) cálculo da energia garantida total de cada sistema; ii) rateio da energia garantida de cada sistema entre suas usinas proporcionalmente às respectivas energias firmes, de modo a avaliar a oferta de cada empresa; e iii) ajuste dos montantes de contratação de modo a compatibilizar a oferta ao mercado de modo que não houvesse sobras ou déficits.

A partir do Plano Decenal de Expansão 1996-2005, os montantes de suprimento entre empresas, para o período a partir de 1999, foram obtidos a partir de estudos que consideravam o sistema formado pela integração dos "ex-sistemas" Norte/Nordeste e Sul/Sudeste/Centro-Oeste: o SIN. Dessa forma, tanto a energia garantida quanto as energias firmes já não mais seriam definidas considerando a operação isolada de cada sistema, mas sim a operação conjunta e os benefícios energéticos decorrentes da interligação.

Conclui-se, portanto, que a energia garantida representava o lastro das centrais geradoras durante a vigência do modelo de contratos de suprimento entre empresas. Nesse momento, o termo energia assegurada ainda não era utilizado para se referir ao lastro de energia das centrais geradoras.

A Medida Provisória nº 1.531-18, de 29 de abril de 1998, posteriormente convertida na Lei nº 9.648, de 27 de maio de 1998, instituiu a livre comercialização de energia elétrica e definiu as regras de transição do modelo de contratos de suprimento para o novo modelo institucional. Sua regulamentação, ocorrida a partir do Decreto nº 2.655, de 2 de julho de 1998, é que inseriu no setor elétrico a expressão **energia assegurada**, referente ainda apenas às usinas hidrelétricas participantes do MRE, definida como o limite de contratação para os geradores hidrelétricos do sistema.

Observa-se que o objetivo do modelo implantado era promover a competição no setor elétrico. Para tanto, foi necessário definir qual o montante limite de energia que cada usina poderia ofertar em seus contratos, de modo a promover a celebração dos chamados **contratos iniciais** (sucedâneos temporários dos antigos contratos de suprimento). Para tanto, a recém instituída Aneel definiu a energia assegurada das hidrelétricas participantes

do MRE como 95% da respectiva energia garantida, cujo cálculo ainda era responsabilidade do GCPS e do Comitê Coordenador de Operações Norte-Nordeste (CCON), cabendo a Aneel apenas a homologação dos valores. A usina de Itaipu recebeu tratamento diferenciado, sendo sua energia assegurada definida como sua respectiva energia garantida calcula pelo GCOI. Para as termelétricas, o lastro a ser considerado nos contratos seria a energia garantida dos empreendimentos, sendo que, a partir de 2003, o limite para contratação das termelétricas seria a respectiva potência disponível. Registra-se que, nesse período de transição, até algumas termelétricas participaram do MRE. [89;90].

Posteriormente, com a extinção do GCPS e GCOI, o cálculo das energias asseguradas passou a ser competência conjunta dos recém criados CCPE e ONS.

Encontra-se na literatura uma definição de energia assegurada como um valor líquido em relação à energia garantida, dado que a primeira considera a probabilidade de falhas e de manutenções programadas [27]. Nos documentos elaborados pelos órgãos de planejamento que tratam acerca do cálculo da energia garantida consultados para elaboração deste trabalho, não se verificou declaração análoga. Contudo, tais documentos reiteradas vezes registram que os déficits decorrentes de indisponibilidades de máquinas resultam em montantes pouco significativos de energia não suprida, indicando que tal fenômeno poderia ser desprezado. Ademais, tais documentos fazem referência aos índices de indisponibilidades apenas quando se referem à avaliação de disponibilidade de potência. Embora razoável, a diferenciação entre energia garantida e energia assegurada definido em [27] não é precisa.

Assim, conclui-se que foi a partir da definição da energia assegurada das centrais geradoras é que se iniciou de fato o modelo de mercado, que pode ser classificado como um mercado de pagamentos por capacidade.

Posteriormente, devido ao racionamento de energia decretado em 2001 e à mudança de comando do Poder Executivo federal em decorrência das eleições presidenciais de 2002, o setor elétrico brasileiro foi submetido a uma nova reforma institucional. O marco desse novo modelo pode ser definido como a edição das Medida Provisória nº 144, que dispunha acerca das condições de comercialização de energia regulada e livre, e nº 145, que autorizava a criação da EPE, ambas de 11 de dezembro de 2003, publicadas na mesma data. Posteriormente, a Medida Provisória nº 144, de 2003, foi convertida na Lei nº 10.848, de 15 de março de 2004; e a Medida Provisória nº 145, de 2003, na Lei nº 10.847, de 15 de março de 2004.

O Decreto nº 5.163, de 30 de julho de 2004, que regulamentou a comercialização de energia nesse novo modelo, institui a expressão **garantia física** no setor elétrico brasileiro, definindo-a como a quantidade máxima de energia elétrica associada ao empreendimento que poderia ser utilizada para fins de comprovação de atendimento a carga ou para a comercialização mediante contratos [21]. De outro modo, garantia física é o nome dado aos certificados de energia no Brasil. É um parâmetro de comercialização que necessita de estabilidade pelas razões explicitadas na Seção .

No momento da definição, a garantia física de um empreendimento corresponde à sua respectiva energia garantida, adicionada de um eventual benefício indireto. Ou seja, reflete a contribuição econômico-energética do empreendimento em consonância com os critérios de planejamentos vigentes. Todavia, em decorrência da evolução do parque gerador a da mudança dos critérios de planejamento, pode haver um afastamento entre esses montantes.

Em síntese, o parâmetro que representa materialmente a contribuição econômico-energética de uma central geradora é a sua energia garantida, um parâmetro dinâmico que sofre influência da evolução do parque gerador e dos critérios de risco e economicidade adotados. As garantias físicas e energias asseguradas, por sua vez, embora determinados a partir das energias garantidas, são parâmetros formais e que indicam o montante de energia que um agente pode comprometer em contratos.

3.7 CRITÉRIOS ATUAIS DE GARANTIA DE SUPRIMENTO

Desde a década de 1980 até 2004, o cálculo disponibilidade de energia do sistema elétrico brasileiro foi realizado sob a ótica da segurança energética, em que se buscava determinar qual o máximo mercado de energia possível de ser atendido com uma probabilidade anual de déficit de 5% [32;91]. Após a reforma do setor elétrico em 2004, o CNPE ratificou esse critério por meio da Resolução n° 1, de 17 de novembro de 2004. Tal resolução, em seus art. 1º e 2º, definia o critério geral de garantia de suprimento aplicável aos estudos de expansão da oferta, ao planejamento da operação e para os fins de cálculo das garantias físicas:

> Art. 1° Estabelecer que o critério geral de garantia de suprimento seja baseado no risco explícito da insuficiência da oferta de energia nesse sistema, o qual deverá ser considerado:
>
> I - nos estudos do planejamento da expansão da oferta e da operação do sistema elétrico interligado nacional; e
>
> II - no cálculo das garantias físicas de energia e potência de um empreendimento de geração de energia elétrica.
>
> Art. 2° Estabelecer que o risco de insuficiência da oferta de energia elétrica no Sistema Interligado Nacional não poderá exceder a 5% (cinco por cento) em cada um dos subsistemas que o compõem. [92]

Ato contínuo a deliberação do CNPE, o MME editou a Portaria n° 303, de 18 de novembro de 2004, estabelecendo a metodologia para cálculo de garantias física a partir de um critério de suprimento com base no risco de déficit, conhecido como **critério de risco**. Ressalta-se que a metodologia proposta nessa portaria já vinha sido adotada no Brasil, todavia, o cálculo era realizado pelo ONS e pelo CCPE.

Em linhas gerais, essa metodologia calculava a energia garantida ao nível de risco de 5% do sistema em análise, considerando as indisponibilidades forçadas e programadas,

sem restrição em relação aos custos marginais de operação. Portanto, apesar de definir uma margem clara de segurança, não garantia uma expansão econômica do parque gerador.

Posteriormente, o CNPE revisou suas diretrizes e optou por utilizar um enfoque econômico marginalista para a determinação da disponibilidade energética do parque gerador nacional, adotando a igualdade entre custos marginais de operação e expansão como critério de suprimento para fins de cálculo da garantia física e planejamento da expansão do parque gerador, conforme dispõe o art. 1° da Resolução n° 9, de 28 de julho de 2008, que instituiu o denominado **critério econômico**:

> Art. 1° Estabelecer que o critério de cálculo das garantias físicas de energia e potência de novos empreendimentos de geração e do planejamento da expansão da oferta de energia elétrica adote a igualdade entre o Custo Marginal de Operação – CMO e o Custo Marginal de Expansão – CME, assegurando a otimização da expansão do sistema elétrico, respeitado o limite para o risco de insuficiência da oferta de energia elétrica estabelecido no art. 2° da Resolução CNPE n° 1, de 17 de novembro de 2004. [93]

A partir daí, mesmo mantendo o limite de risco de déficit em 5%, o cálculo das garantias físicas e os estudos de planejamento da expansão passaram objetivar a expansão econômica do parque gerador brasileiro. A proposta de adotar o critério de igualdade entre custos marginais de operação e expansão para fins de planejamento da expansão já havia sido recomendada pelo Comitê Técnico para Estudos Energéticos do GCPS em 1998 [62].

Para fins de metodologia de cálculo, a mudança do critério de risco para o critério econômico implica a mudança do critério de convergência carga crítica.

Apesar de se tratar de um parâmetro destinado a fins comerciais, a metodologia para a definição da garantia física de novos empreendimentos pode ser utilizada para se avaliar a oferta global de energia do sistema hidrotérmico brasileiro mediante a elaboração de balanços estáticos de energia. Em outros termos, os critérios adotados para o planejamento da expansão e para o cálculo das garantias físicas deve ser o mesmo adotado para aferir a oferta estrutural de energia.

Antes da vigência da Portaria nº 258, de 2008, a carga crítica era obtida sob o enfoque da segurança energética. Atualmente, a carga crítica apresenta também um viés econômico. Como consequência, *ceteris paribus*, o sistema hidrotérmico brasileiro pode “perder” lastro de energia pelo simples aumento dos CVUs das termelétricas que o compõem ou ainda pela mudança do custo marginal de expansão. De outra forma: a necessidade de expansão do parque gerador não é sinalizada apenas pela insuficiência de capacidade instalada, mas também pelo aumento dos custos de operação.

3.8 A INCORPORAÇÃO DE MECANISMO DE AVERSÃO AO RISCO NOS MODELOS ENERGÉTICOS

A crise energética de 2001 motivou o retorno de critérios determinísticos ao planejamento da operação energética. Em janeiro de 2002, a Câmara de Gestão da Crise de Energia Elétrica determinou a adoção de curvas bianuais de segurança de armazenamento dos reservatórios nos estudos de planejamento da operação energética [63]**.** O mecanismo adotado ficou conhecido como **curva de aversão ao risco**. Em breve síntese, as curvas de aversão ao risco podem ser consideradas como uma versão modificada das curvas-guia.

Embora tivesse o objetivo de garantir a segurança energética do SIN, a adoção de curvas de aversão ao risco causava distorções no mercado de energia. Por exemplo: o custo do despacho termelétrico fora da ordem de mérito econômico, motivado por ultrapassagem da curva de aversão ao risco (energia armazenada nos reservatórios abaixo de um mínimo), não afetava a formação do PLD. Consequentemente, os custos adicionais eram arcados apenas pelos agentes do segmento consumo mediante o **encargo de serviços do sistema**. [94]

O fato de os mecanismos de aversão ao risco adotados pelo ONS não impactarem a formação de preços nem serem considerados nos estudos de planejamento da expansão e de definição de garantias físicas motivava pesadas críticas por parte dos agentes do mercado. Dentre os pontos frequentemente questionados, destacava-se a subestimação do preço *spot* da energia elétrica (o PLD), bem como a subestimação das garantias físicas de termelétricas, o que prejudicava a competitividade dessas fontes nos leilões de energia nova. [95;96]

Em 2013, o CNPE determinou que a Comissão Permanente para Análise de Metodologias e Programas Computacionais do Setor Elétrico (CPAMP) desenvolvesse e implementasse metodologia para a incorporação de mecanismos de aversão ao risco nos modelos computacionais adotados para estudos energéticos e para formação de preços (modelos Newave e Decomp) [97]. Dentre os motivos para tal medida, destacam-se os elevados custos decorrentes de despacho termelétrico fora da ordem de mérito verificados a partir de novembro de 2012 [95]. Assim, uma vez internalizado o mecanismo de aversão ao risco nos modelos energéticos, tais custos seriam praticamente zerados, e passariam a ser internalizados no PLD.

Os trabalhos da CPAMP recomendaram a incorporação de uma medida de risco adicional denominada *Conditioned Value at Risk* (valor condicionado a um dado risco – CVaR) no contexto da programação dinâmica dual estocástica adotada nos modelos Newave e Decomp (modelos utilizados para o cálculo do PLD). Conforme já mencionado, a função objetivo do Newave é minimizar o valor esperado do custo total de operação de um dado sistema hidrotérmico. De modo simplificado, a inclusão da metodologia CVaR não modifica essa premissa, todavia, dá um peso maior aos cenários hidrológicos mais críticos [98]. Em termos matemáticos, a inclusão da aversão ao risco mediante CVaR pode ser enunciada a partir da seguinte restrição no problema de otimização [99]:

$$\text{Valor esperado do déficit para os } \alpha\% \text{ piores cenários} \leq \varepsilon \qquad (3.3)$$

Sendo:

ε - uma fração da demanda.

Embora não se trate de uma mudança de critério de garantia de suprimento, a inclusão da metodologia CVaR no modelo Newave gerou impactos na formação de preço da energia no mercado de curto prazo, no planejamento da expansão, no cálculo da oferta estrutural de energia do SIN e especialmente no cálculo das garantias físicas das termelétricas.

3.8.1 Impactos da adoção do CVaR no lastro de energia do SIN

Em se tratando da aferição da oferta estrutural de energia, os estudos desenvolvidos pela CPAMP indicaram que a alteração metodológica implicaria a redução da oferta do sistema hidrotérmico do SIN, além de uma redistribuição do lastro de energia entre as fontes, conforme a Figura 3.4.

Distribuição da oferta de energia

	sem CVaR	com CVaR
Total	70.450	69.730
Térmica (CVU>150)	5.534	3.709
Térmica (CVU<150)	9.250	9.424
Hidrelétrica	55.666	56.597
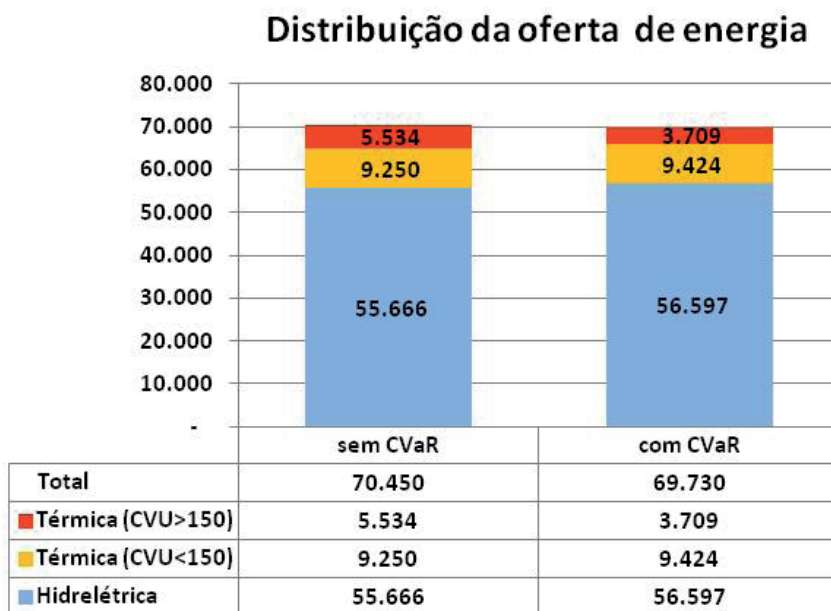
Figura 3.4 – Impacto da adoção do CVaR na distribuição da oferta energética entre os empreendimentos do SIN. Fonte: [98]

Os estudos indicaram que a carga crítica do sistema hidrotérmico do SIN seria reduzida em 720 MWmédios. Ademais, indicaram que haveria uma significativa redistribuição de garantia física entre as fontes energéticas. As simulações revelaram que a adoção do CVaR provoca uma redução da ordem de 33% no lastro destinado às termelétricas com CVU's acima de R$ 150/MWh, ao passo que incrementa em aproximadamente 1,7% a parcela destinadas a hidrelétricas e às termelétricas com CVU's inferior a R$ 150/MWh. A Seção 5.2.1.2 mostra em detalhes como a inserção do CVaR nos modelos energéticos afeta a garantia física das termelétricas.

DETALHAMENTO E COMENTÁRIOS AOS PROCEDIMENTOS DE CÁLCULO E DE REVISÕES DE GARANTIAS FÍSICAS DE ENERGIA

A metodologia vigente para o cálculo das garantias físicas de empreendimentos de geração de energia elétrica está descrita no Anexo I da Portaria n° 258, de 2008, do Ministério de Minas e Energia [55]. Neste capítulo, mais do que simplesmente enumerar as etapas envolvidas no cálculo das garantias físicas, buscar-se-á detalhar a motivação das etapas envolvidas de forma que se compreenda o significado desse parâmetro.

A metodologia de cálculo descrita no referido ato normativo já vem sido utilizada há bastante tempo no setor elétrico brasileiro. Em última instância, advém dos métodos adotados na década de 1980 para cálculo das energias garantidas, discutidos na Seção . O Submódulo 7.7 dos Procedimentos de Rede do ONS, denominado Metodologia de Cálculo da Energia e da Potência Asseguradas de Usinas Despachadas Centralizadamente, divulgado no ano de 2000 e já cancelado, já adotava a metodologia atualmente utilizada. Contudo, ao longo do tempo, foram implementadas melhorias nos modelos computacionais utilizados (Newave e MSUI), além de alterações nos parâmetros de simulação e de convergência.

Em uma etapa anterior a realização dos leilões de energia nova, os valores de garantia física dos empreendimentos habilitados para competir são calculados pela EPE e homologados pelo MME, e correspondem à quantidade máxima de energia que pode ser utilizada para a comercialização de energia nos ambientes livre e regulado [21].

O parâmetro garantia física pode variar de acordo com a configuração hidrotérmica considerada. No entanto, os cálculos prévios aos leilões têm como função somente definir a garantia física dos empreendimentos habilitados a participar do procedimento (novos empreendimentos), não ensejando em redefinição dos valores dos empreendimentos já licitados. No entanto, a mesma metodologia pode ser adotada para aferir a compatibilidade entre a oferta estrutural de energia e a totalidade dos certificados de energia já emitidos, ou ainda, para redefinir os certificados já emitidos.

Neste tópico apresentar-se-á a metodologia aplicável ao sistema hidrotérmico, ou seja, às centrais hidrelétricas e aos empreendimentos de geração termelétrica não inflexível, cujo custo variável unitário é diferente de zero.

4.1 A CONFIGURAÇÃO HIDROTÉRMICA DE REFERÊNCIA

O parque gerador a ser considerado nas simulações é denominado **configuração hidrotérmica de referência**. Esta configuração é composta por todas hidrelétricas e termelétricas em operação (com CVU não nulo), as concedidas ou autorizadas, e as já licitadas. Devem ser desprezadas as usinas com graves impedimentos para início da

construção e aquelas que se encontrem em processo de devolução da concessão. No que tange às pequenas centrais hidrelétricas, considera-se somente aquelas despachadas centralizadamente.

Em relação aos parâmetros técnicos das centrais de geração já em operação comercial, consideram-se aqueles constantes no mais recente PMO publicado pelo ONS. Para os empreendimentos que ainda não entraram em operação comercial, consideram-se os parâmetros compatíveis com as características técnicas constantes dos atos de outorga.

Os dados hidrológicos utilizados apresentam origem diversa. Os volumes mínimos e demais restrições operativas de natureza hidráulica devem ser idênticas aquelas de caráter estrutural consideradas no PMO. As restrições de caráter conjuntural, tais quais volumes de espera, são desprezadas. Os usos consuntivos adotados devem ser aqueles descritos no ato de outorga do uso do recurso hídrico expedido pela ANA. Por fim, as séries de vazões a serem utilizadas devem ser aquelas consistidas conjuntamente pelo ONS, Aneel e ANA.

Os novos empreendimentos de geração, para os quais se deseja calcular a garantia física, não integram a configuração hidrotérmica de referência. Assim, é necessário acrescentá-los.

Ocorre que, em geral, o número de empreendimentos cadastrados para participar dos leilões de energia nova superam consideravelmente o mínimo necessário para suprir a demanda declarada pelas distribuidoras. Adicionalmente, se todos os empreendimentos habilitados integrarem a configuração de referência, haverá distorção dos resultados devido à sobreoferta. Logo, um artifício para evitar essa distorção é previsto na Portaria nº 258, de 2008:

> Nesta simulação são considerados todos os empreendimentos da configuração de referência, adicionados os empreendimentos para os quais se deseja calcular a garantia física. No caso do cálculo para os leilões de energia proveniente de novos empreendimentos - LEN, por vezes, **o somatório dos empreendimentos cadastrados ultrapassa consideravelmente o montante que será contratado nos leilões. Desta forma, poderão ser necessárias agregações dos projetos em blocos de usinas** de forma a não distorcer o perfil de atendimento à demanda. Para cada bloco de novas usinas os demais passos da metodologia são aplicados da mesma forma. [grifo nosso] [55]

Em síntese, na hipótese de sobreoferta, os inúmeros empreendimentos habilitados são agregados em blocos de usinas. A partir daí, para cada conjunto formado por um dos bloco de usinas e pela configuração hidrotérmica de referência, calcula-se a garantia física de energia. Destaca-se que não há normativo que defina a metodologia para agregação dos empreendimentos em blocos. Trata-se de decisão discricionária dos agentes responsáveis pelos cálculos.

Por fim, deve ficar claro que o Poder Concedente não dispõe de informações suficientes para criar uma configuração de referência futura. De fato, a configuração adotada no cálculo da garantia física é apenas uma projeção, sujeita às contingências da

evolução do parque gerador. De fato, o cálculo da garantia física de um empreendimento, se calculada antes (configuração de referência adicionada de um bloco de usinas) e após (configuração de referência adicionada dos empreendimentos vencedores) o leilão, muito provavelmente apresentará valores diferentes.

4.2 PERÍODOS DE ESTABILIZAÇÃO DA SIMULAÇÃO

O cálculo de garantia física é realizado a partir de uma configuração estática, cuja operação energética é avaliada por um período de cinco anos, denominado **período de estudo**. Considera-se também o **período est**ático inicial**,** com duração de dez anos anterior ao período de estudo, e o **período estático final**, com duração de cinco anos após o período de estudo. Dessa forma, o período total de simulação totaliza vinte anos, conforme ilustra a Figura 4.1.

Período de Otimização-Simulação
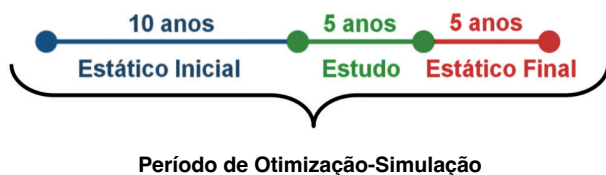
Figura 4.1 – Períodos de estabilização da simulação energética. Elaborada pelo autor.

Os períodos estático inicial e final são necessários para amortecer as condições de contorno do problema de otimização, uma vez que os cálculos de garantia física tem como objetivo medir a contribuição estrutural dos empreendimentos.

O período estático inicial tem como função eliminar condições iniciais de armazenamento e afluências. Já o estático final, tem como objetivo estabilizar a função de custo futuro ao final do horizonte de estudo. Em linhas gerais, os períodos estáticos fazem com que sejam considerados vários níveis de armazenamento, no início e no fim do período de estudo, para fins de determinação da política de operação energética otimizada e posterior cálculo da garantia física. De outro modo, a inserção de períodos estáticos tem como objetivo desacoplar o sistema simulado de condições conjunturais, tendo como objetivo determinar a oferta estrutural de energia do parque hidrotérmico simulado.

4.3 TOPOLOGIA ADOTADA

Na etapa de simulação a sistemas equivalentes adota-se o parque gerador brasileiro desagregado em quatro subsistemas: Regiões Sudeste, Centro-Oeste, Acre e Rondônia interligados (Subsistema SE/CO/AC/RO); Região Sul (Subsistema S); Região Nordeste (Subsistema NE); Regiões Norte e Manaus interligados (Subsistema N/MN). Os limites de intercâmbio energético entre essas regiões (subsistemas) são obtidos a partir de estudos

que consideram a expansão da oferta de energia e de interligações constantes no PDE vigente no momento do cálculo. Cada subsistema apresenta um conjunto de usinas e uma respectiva carga de energia, além de interligações com outros subsistemas.

Cabe destacar que, apesar dos nomes adotados, os subsistemas não necessariamente coincidem com a tradicional divisão geográfica brasileira, a qual divide o país nas regiões Norte, Nordeste, Centro-Oeste, Sudeste e Sul. A divisão do sistema elétrico brasileiro em subsistemas não considera apenas aspectos geográficos, mas também o grau de integração energética e o ponto de conexão das usinas ao SIN. Assim, é possível que uma central geradora esteja fisicamente localizada em uma região geográfica e ser considerada em outro subsistema.

4.4 CARGA DE ENERGIA

Uma vez definido o parque gerador a ser estudado, bem como os parâmetros de simulação do modelo, conclui-se que as únicas entradas do modelo de simulação a serem alteradas ao longo do processo de convergência são as cargas de energia de cada um dos subsistemas representados. Todavia, as cargas de energia inseridas devem sempre respeitar a proporcionalidade existente entre os mercados SE/CO/AC/RO e S, bem como a existente entre os mercados N/MN e NE, devendo essas relações entre mercados ser obtidas a partir do PDE vigente. Entre esses dois grandes sistemas agregados (SE/CO/AC/RO-S e N/MN-NE) é livre a variação de mercado, não sendo necessária a manutenção de nenhuma proporcionalidade.

A manutenção das proporcionalidades tem como objetivo preservar a distribuição espacial da carga [82]. Ademais, infere-se que as motivações também são de caráter econômico-regionais. Espera-se que as regiões Norte e Nordeste, menos desenvolvidas economicamente, apresentem taxas semelhantes de crescimento econômico e consequentemente de mercado de energia. Interpretação análoga se aplica as regiões as Sul, Sudeste e Centro-Oeste.

No entanto, tal premissa, desenvolvida ainda quando as fontes alternativas eram pouco representativas no SIN, deve ser revisitada. Ocorre que, nos últimos anos, considerável parcela da expansão do parque gerador é composta de centrais a biomassa e eólicas. Na prática, podem ser interpretadas como uma “carga negativa” no sistema, ou ainda, como uma fonte de geração constante.

A produção energética dessas fontes não é controlável e, se não consumida ou convertida em armazenamento, é desperdiçada. Observa-se que centrais a biomassa apresentam produção energética notavelmente complementar em relação as hidrelétricas do subsistema Sudeste/Centro-Oeste [100]. Em relação às centrais eólicas, também é notável a complementaridade de sua produção energética com a produção das centrais hidrelétricas [101]. Portanto, entende-se que as proporcionalidades previstas entre os

submercados devem ser obtidas em relação à carga de energia a ser suprida, de fato, pelo sistema hidrotérmico, ou seja, em relação à carga líquida de cada submercado, obtida a partir da diferença entre a carga de energia e a oferta de pequenas usinas prevista para o subsistema.

4.5 A PREMISSA IMPLÍCITA DA ALOCAÇÃO DA GERAÇÃO NA CURVA DE CARGA

O Newave trabalha com discretização mensal da operação energética. Em consequência, a carga de energia é representada por valores mensais para cada um dos anos de simulação. O modelo permite que os valores mensais de carga de energia sejam representados por patamares distintos de carga, cada qual com uma amplitude e uma duração, de forma a modelar simplificadamente a curva de carga diária. As simulações do planejamento da expansão e da programação da operação energética usualmente utilizam três patamares de carga: leve, médio e pesado. Contudo, nas simulações para cálculo de garantias físicas, um patamar único de carga é adotado. Logo, as variações das curvas de carga diárias são ignoradas.

A adoção de um patamar único de carga pode ser justificada pelo fato de que o sistema elétrico brasileiro é do tipo restringido pela energia, e, em tese, não apresenta escassez de potência, dado que a capacidade de atendimento à ponta da curva de carga é consequência do equilíbrio estrutural.

4.6 ROTINA DE CÁLCULO

Um cálculo de garantia física tem como objetivo determinar a oferta estrutural de energia de um dado sistema hidrotérmico a partir de determinados critérios de segurança e economicidade. A rotina para o cálculo da garantia física de empreendimentos pode ser didaticamente dividida em quatro etapas: (i) definição da carga crítica (ii) definição dos fatores hidráulico e térmicos; (iii) determinação do bloco hidráulico e das garantias físicas das hidrelétricas; e (iv) determinação do bloco térmico e das garantias físicas das termelétricas.

4.6.1 Definição da carga crítica

A definição da carga crítica é obtida através de simulações a sistemas equivalentes a partir do modelo Newave, conforme apresentado na Figura 4.2. Essas simulações são realizadas de maneira iterativa, incrementando-se o mercado de energia até que os custos marginais de operação obtidos se aproximem do custo marginal de expansão vigente, ou seja, aquele adotado no PDE mais recente.
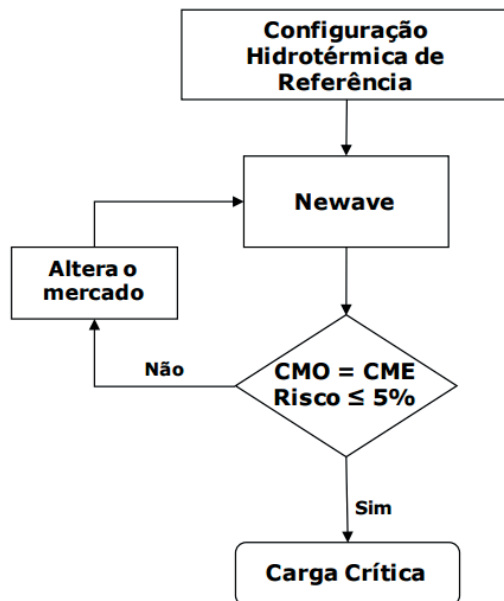
Figura 4.2 – Algoritmo para convergência da carga crítica com o modelo Newave [102].

Conforme já comentado, uma proporcionalidade entre os mercados de energia dos subsistemas SE/CO/AC/RO e S, assim como entre N/MN e NE deve ser mantida, não havendo necessidade de se manter nenhuma relação entre esses conjuntos. Devido ao critério de proporcionalidade imposto para ajuste de mercado, o critério de convergência é atingido quando pelo menos um subsistema de cada um dos subsistemas agregados atende ao critério da igualdade entre custo marginal de expansão e custo marginal de operação (CMO ≈ CME), dentro de uma tolerância pré-definida. Ressalta-se que o limite de risco de déficit deve ser menor ou igual a 5% (cinco porcento) em todos os subsistemas.

A referida tolerância não é definida na metodologia aprovada pelo MME, no entanto, a metodologia impõe que o CMO seja menor que o CME. Dessa forma, infere-se que o erro de convergência deve sempre tal que subestime a carga crítica da configuração em análise. Na prática, a definição da tolerância é um critério definido pela EPE no momento da definição das garantias físicas de empreendimentos habilitados em um dado leilão de energia. Como exemplo, no Leilão de Energia Nova A-5 de 2012, adotou-se uma tolerância de R$ 2/MWh [103]. Neste ponto, registra-se que, até o referido leilão, era usual a divulgação de nota técnica, pela EPE, contendo o detalhamento do cálculo da garantia física dos empreendimentos participantes. Para os leilões subsequentes, documentos análogos não foram divulgados.

Uma vez atendido o critério de convergência, a soma das cargas de energia dos quatro subsistemas integra a **carga crítica**. Apesar de ser um parâmetro obtido a partir de

uma simulação que não reflete a realidade, essa carga visa estimar o máximo mercado de energia que pode ser atendido pela configuração hidrotérmica simulada dentro dos critérios pré-estabelecidos. Novamente, ressalta-se que a carga crítica obtida nos cálculos de garantia física refere-se tão somente à carga de energia a ser atendida pelo parque gerador hidrotérmico, ao passo que as pequenas usinas não são consideradas nas simulações.

4.6.2 Definição dos fatores hidráulico e térmicos

A carga crítica representa a oferta estrutural de energia do sistema. Para fins de aferição da existência de lastro físico dos certificados de energia emitidos, basta comparar a totalidade desses certificados com a carga crítica obtida. Contudo, devido à finalidade comercial do parâmetro garantia física, é necessária à obtenção da "contribuição econômico-energética individual" dos empreendimentos, de forma a definir os respectivos lastros para comercialização.

A carga crítica de uma dada configuração é rateada entre os seus empreendimentos através do **fator hidráulico** (referente ao conjunto de todas hidrelétricas), e dos **fatores térmicos** (obtidos individualmente para cada termelétrica da configuração). Do período de vinte anos utilizado pelo modelo Newave para fins de otimização e simulação da operação energética, tais fatores são obtidos a partir do período de estudo (11º ao 15º anos), não englobando os resultados referentes aos períodos estáticos inicial e final.

As Equações 4.1 e 4.2 apresentam a formulação algébrica do fator hidráulico, aferido para o conjunto de usinas do sistema, e dos fatores térmicos, apurados individualmente para cada termelétrica. Apesar da complexidade aparente, trata-se de uma média de geração, ponderada pelos custos marginais de operação, o que representa um rateio com base no valor econômico da energia produzida.

$$FH = \frac{\sum_{s=1}^{nss}\sum_{i=1}^{12}\sum_{j=11}^{15}\sum_{k=1}^{2000}\left(gh_{i,j,k,s} \times cmo_{i,j,k,s}\right)}{\sum_{s=1}^{nss}\sum_{i=1}^{12}\sum_{j=11}^{15}\sum_{k=1}^{2000}\left[\left(gh_{i,j,k,s} + \sum_{l=1}^{nt(s)} gt_{i,j,k,l,s}\right) \times cmo_{i,j,k,s}\right]} \tag{4.1}$$

$$FT_{(l,s)} = \frac{\sum_{i=1}^{12}\sum_{j=11}^{15}\sum_{k=1}^{2000}\left(gt_{i,j,k,l,s} \times cmo_{i,j,k,s}\right)}{\sum_{s=1}^{nss}\sum_{i=1}^{12}\sum_{j=11}^{15}\sum_{k=1}^{2000}\left[\left(gh_{i,j,k,s} + \sum_{l=1}^{nt(s)} gt_{i,j,k,l,s}\right) \times cmo_{i,j,k,s}\right]} \tag{4.2}$$

Sendo:

l - índice que representa uma determinada usina termelétrica da configuração;

s - índice que representa um dos subsistemas da configuração;

i - mês;

j - ano;

k - série hidrológica;

FH - fator hidráulico (adimensional);

$FT_{(l,s)}$ - fator térmico da termelétrica *l*, localizada no subsistema *s* (adimensional);

nss - número total de subsistemas;

nt (s) - quantidade de térmicas do subsistema *s*;

$gh_{i,j,k,s}$ - geração hidráulica total do subsistema *s* no mês *i* do ano *j* da série hidrológica *k*, em MWh;

$gt_{i,j,k,l,s}$ - geração térmica da usina *l* (localizada no subsistema *s*) no mês *i* do ano *j* da série hidrológica *k*, em MWh; e

cmoi, j, k,s - custo marginal de operação do subsistema *s* no mês *i* do ano *j* da série hidrológica *k*, em R$/MWh.

O rateio da carga crítica com base nos fatores hidráulico e térmicos consiste em uma maneira de se privilegiar os empreendimentos que, por questões hidrológica ou de otimização hidrotérmica, produzam energia em períodos de baixas afluências. Nesse caso, a intensidade da escassez do recurso hídrico é mensurada pelo preço que a energia produzida em um período de hidrologia adversa teria em um mercado concorrencial (custo marginal de operação). Portanto, fica evidente que a metodologia de rateio não tem como objetivo aproximar a garantia física da produção energética esperada dos empreendimentos de geração, mas sim inserir racionalidade econômica no processo.

Ambos os denominadores dos fatores hidráulico e térmicos representam o valor econômico da produção energética total do sistema no período de estudo. Os numeradores, por sua vez, representam o valor econômico da energia disponibilizada pelo conjunto de hidrelétricas (fator hidráulico) ou por cada uma das termelétricas (fatores térmicos). Portanto, os fatores não representam proporções da produção energética total, mas sim proporções do valor econômico da produção energética total. Observa-se que os numeradores e denominadores dos fatores hidráulico e térmicos são grandezas monetárias.

Outro ponto de destaque é que o fator hidráulico é apurado para a totalidade das hidrelétricas que compõem a configuração analisada. Portanto, um novo critério de rateio é necessário de modo a definir a parcela da oferta estrutural do sistema a ser destinada a cada empreendimento hidrelétrico, tema que será abordado na Seção 4.6.4.

Embora expressa em unidades de energia, a garantia física de uma central geradora contém um viés econômico e não advém apenas da esperança de geração do empreendimento. Portanto, a divergência entre a geração média verificada de uma usina e sua respectiva garantia física, mesmo em um longo período de tempo, é um fenômeno intrínseco ao modelo regulatório adotado pelo setor elétrico brasileiro.

4.6.3 O viés econômico do rateio

O rateio da carga crítica considerando o valor econômico da energia em cada cenário ao invés da esperança matemática de geração também pode ser interpretada como um modo de minimizar a falha de mercado conhecida na literatura como *missing money problem*, caracterizada pela perda de receita que agentes econômicos sofrem em decorrência da imposição de um limite máximo para os preços, por um ente regulador, nos momentos de escassez de oferta. Uma explicação detalhada dessa falha de mercado está contida em [104].

Em sistemas elétricos tais quais o brasileiro, devido à imposição de um preço-teto, o regulador impede que os geradores aufiram ganhos de receita extraordinários em momentos de escassez de energia. Dessa forma, uma contraprestação razoável é definir os certificados de energia desses agentes com base no valor econômico de sua produção energética esperada, e não apenas na esperança de produção energética. Assim, os eventuais ganhos extraordinários de um gerador são substituídos por uma receita adicional constante, decorrente de um contrato de longo prazo cujo lastro é um certificado de energia que supera sua respectiva esperança de geração.

4.6.4 Determinação do bloco hidráulico e das garantias físicas das hidrelétricas

A partir do produto entre o fator hidráulico e a carga crítica, obtém-se a oferta de energia referente às centrais hidrelétricas, denominada **bloco hidráulico**, definido pela Equação 4.3:

$$BH = FH \times \sum_{s=1}^{nss} ccrítica_s \qquad (4.3)$$

Sendo:

BH – oferta hidráulica da configuração, em MWmédio, também conhecida como bloco hidráulico; e

$\sum_{s=1}^{nss} ccrítica_s$ – carga crítica da configuração (soma das cargas críticas individuais de cada subsistema), em MWmédio.

Como o bloco hidráulico refere-se ao conjunto total de hidrelétricas da configuração, torna-se necessário um novo critério de rateio para que se possa definir individualmente a contribuição econômico-energética dos empreendimentos hidrelétricos. Novamente, um critério de rateio deve ser convencionado. Conforme a metodologia vigente, o rateio é realizado proporcionalmente à energia firme de cada usina hidrelétrica (calculada pelo modelo MSUI), conforme a Equação 4.4:

$$GF_{h_{local}} = BH \times \frac{EF_h}{\sum_{h=1}^{nh} EF_h} \qquad (4.4)$$

Sendo:

$GF_{h_{local}}$ – garantia física própria (oferta energética própria) da usina hidrelétrica *h*, em MWmédio;

EF_h – energia firme da hidrelétrica *h*, em MWmédio; e

$\sum_{h=1}^{nh} EF_h$ – energia firme total da configuração, em MWmédio.

Antes de detalhar o subscrito *local*, observa-se que a garantia física de uma hidrelétrica nada mais é do que uma transformação linear sobre sua energia firme. Adicionalmente, o quociente entre bloco hidráulico e energia firme total é um parâmetro que pouco varia, conforme será discutido no Seção

O subscrito *local* na Equação 4.4 indica que o montante de garantia física calculado refere-se somente à energia disponibilizada pela própria usina. Ocorre que a implantação de um aproveitamento hidrelétrico com reservatório pode melhorar a regularização de um corpo hídrico no qual já existam outras hidrelétricas implantadas, incrementando a capacidade da produção energética das usinas a jusante. Nessa situação, a nova usina apresenta duas parcelas de garantia física: a primeira decorrente de sua energia firme e a segunda decorrente do aumento de produção de energia que provoca na cascata: o **benefício indireto**.

Para a obtenção do benefício indireto calcula-se a energia firme dos empreendimentos à jusante da nova usina em duas situações:

i) Simulação com o MSUI desconsiderando a nova usina;

ii) Simulação com o MSUI incluindo a nova usina.

A partir daí, calcula-se o somatório das energias firmes das usinas a jusante do novo empreendimento para a situação (i) e (ii). A diferença entre os somatórios das simulações (ii) e (i) resulta o benefício indireto.

Por fim, a garantia física do novo empreendimento dá-se pela soma entre a garantia física local e o benefício indireto, limitada pela sua disponibilidade máxima:

$$GF_{h_{total}} = mín(Disp_{\ h\ máx}, GF_{h_{local}} + BI_{\ h\ cascata}) \quad (4.5)$$

Sendo:

$GF_{h_{total}}$ - garantia física total da usina h, em MWmédio;

$Disp_{\ h\ máx}$ - disponibilidade máxima da hidrelétrica *h,* em MWmédio; e

$BI_{\ h\ cascata}$ - benefício indireto da usina *h* nas usinas localizadas a jusante, em MWmédio;

A internalização do benefício indireto na garantia física de novos empreendimentos é mais um indício de que o modelo regulatório em vigor não tem como objetivo aproximar garantia física e esperança de geração dos empreendimentos.

Um último ponto merece ser discutido em relação ao rateio do bloco hidráulico. Nos documentos pesquisados para a elaboração deste trabalho, embora constem registros de propostas de outros critérios de rateio, não se encontrou explicitamente a motivação da escolha pelo rateio do bloco hidráulico tendo como ponderador a energia firme. Contudo, algumas hipóteses mostram-se bastante razoáveis. Primeiramente, conforme discutido no Capítulo 1, é usual em sistemas elétricos a utilização da produção energética em períodos de escassez como métrica da contribuição energética de um empreendimento para a adequação sistêmica. Adicionalmente, o Brasil migrou de uma avaliação do lastro das hidrelétricas a partir da energia firme para a energia garantida. Portanto, um modo eficiente de mitigar resistências em relação à mudança metodológica seria adotar um critério que não apresentasse efeitos redistributivos. Logo, em termos práticos, a metodologia de rateio com base na energia firme permitiu que mudança de critério incrementasse o lastro de todos os empreendimentos hidrelétricos por um mesmo fator, não resultando prejuízos para nenhum dos geradores envolvidos.

A inclusão de grandes hidrelétricas a fio d’água e com produção sazonal modificou a característica da produção energética do conjunto de hidrelétricas no período crítico. Para quantificar os efeitos dessa mudança, analisou-se neste trabalho a operação do parque hidrelétrico no período crítico a partir de simulações determinísticas com o MSUI. Comparou-se os resultados de produção energética e de energia armazenada das configurações hidrelétricas do Leilão da UHE Santo Antônio (que não inclui as grandes centrais a fio d´água do norte do Brasil) e do Leilão de Energia Nova A-5 de 2014, a qual inclui as usinas de Belo Monte, Santo Antônio e Jirau. Registra-se que o modelo computacional foi parametrizado para buscar o período crítico do sistema de modo a compará-lo com aquele estabelecido na Portaria nº 258, de 2008 (com início em junho de 1949 e término em novembro de 1956).

Os resultados da operação energética ao longo do período crítico estão apresentados na Figura 4.3 e na Figura 4.4. Primeiramente, verifica-se que o período crítico encontrado nas simulações permanece com início em junho de 1949, encerrando-se em novembro

de 1955, ou seja, um ano antes do período adotado nos estudos oficiais. Adicionalmente, observa-se que o comportamento da energia armazenada do sistema praticamente não se altera com a inclusão das grandes centrais a fio d'água. Todavia, constata-se uma sazonalidade mais acentuada na produção energética nos anos finais do período crítico.

Aspecto relevante é a análise da produção mínima do parque hidrelétrico no período crítico. Registra-se que, nessa análise, o último mês do período crítico foi desconsiderado das análises por apresentar geração significativamente inferior aos demais valores. Conforme extrai-se da Figura 4.4, enquanto na configuração hidrelétrica do Leilão da UHE Santo Antônio a produção mínima é próxima a 95% da energia firme, na configuração do Leilão A-5 de 2014, esse montante diminui para aproximadamente 88%. Ademais, nota-se que, na configuração mais recente, o parque hidrelétrico disponibiliza energia secundária (aqui considerada como aquela superior à energia firme) mesmo no ano em que ocorre o completo deplecionamento dos reservatórios.
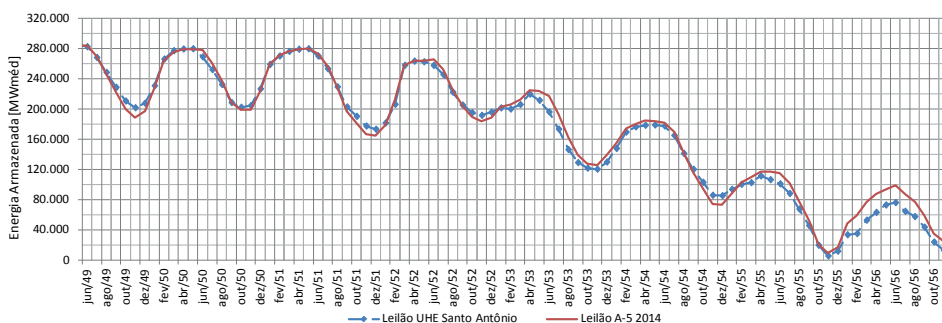
Figura 4.3 – Energia armazenada no SIN ao longo do período crítico oficial do SIN. Elaborada pelo autor a partir de simulações com o MSUI.
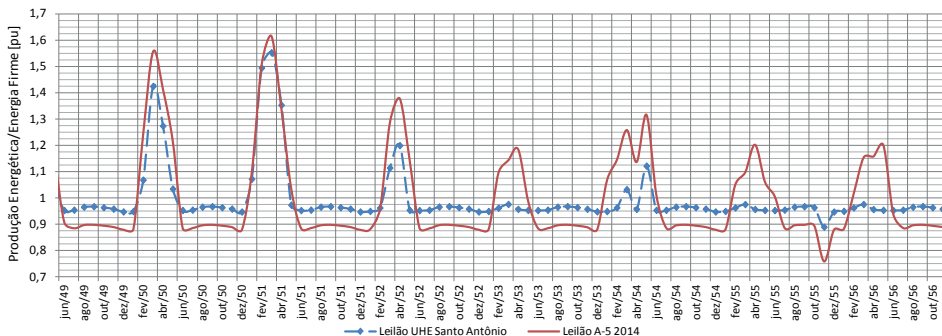
Figura 4.4 – Produção de energia das hidrelétricas ao longo do período crítico oficial do SIN. Elaborada pelo autor a partir de simulações com o MSUI.

O histórico completo de geração calculado pelo MSUI também foi apreciado. Constatou-se que na configuração do Leilão da UHE Santo Antônio, a geração do parque hidrelétrico ficou abaixo de 95% da energia firme em apenas 6,7% dos meses simulados. Na configuração do Leilão A-5 de 2014, o fenômeno ocorreu em 49,8% dos meses. Assim, é necessário investigar se o conceito de energia firme ainda é adequado como ponderador do bloco hidráulico.

4.6.5 Determinação do bloco térmico e das garantias físicas das termelétricas

Define-se oferta termelétrica como o produto entre o fator térmico de uma central termelétrica *l,* localizada no subsistema *s*, e a carga crítica, conforme equação a seguir:

$$ET_{(l,s)} = FT_{(l,s)} \times \sum_{s=1}^{nss} ccrítica_s \qquad (4.6)$$

Sendo:

$ET_{(l,s)}$ – oferta referente à termelétrica *l* do subsistema *s*, em MWmédio, também conhecida como parcela do bloco térmico referente à termelétrica *l*.

Por se tratar de um parâmetro que contém um viés econômico, é possível que a oferta termelétrica calculada a partir da Equação 4.6 resulte um valor superior à disponibilidade máxima do respectivo empreendimento. Nesse caso, a metodologia prevê que o excedente, obtido pela diferença entre a oferta termelétrica e a disponibilidade máxima da usina, seja rateado entre todas termelétricas da configuração, na proporção das respectivas ofertas termelétricas. Caso o rateio do excedente faça com que outro empreendimento apresente uma oferta termelétrica superior à respectiva disponibilidade, um novo rateio deve ser realizado. Assim, a garantia física de uma termelétrica será definida por:

$$GF_{(l,s)} = mín(Disp_{(l,s)_{máx}}, ET_{(l,s)}) \qquad (4.7)$$

Sendo:

$GF_{(l,s)}$ - garantia física da termelétrica *l*, localizada no subsistema *s*, em MWmédio; e

$Disp_{(l,s)_{máx}}$ - disponibilidade máxima da termelétrica *l*, localizada no subsistema *s*, em MWmédio.

Considerando que a oferta termelétrica individual é obtida diretamente a partir da Equação 4.6, não há a necessidade de cálculo do bloco térmico da configuração. Contudo, o bloco térmico pode ser obtido pela soma das ofertas termelétricas individuais.

4.7 AS REVISÕES DE GARANTIAS FÍSICAS

A definição dos requisitos, da periodicidade e das metodologias para o cálculo e o recálculo das garantias físicas de usinas é de competência do MME [21]. Trata-se de importante ferramenta para a condução da política energética brasileira, dado que, por intermédio das regras de revisão, pode-se incentivar ou inibir a expansão de determinadas fontes.

De modo geral, uma vez fixada, a garantia física de energia de uma usina pode ser modificada apenas em duas hipóteses. A primeira é em situações de revisões gerais (ou ordinárias), nas quais uma determinada categoria de usinas tem suas garantias física revistas. A segunda, conhecida como revisão extraordinária, acontece apenas em decorrência de fatos relevantes. Os métodos e exigências para revisão de garantias físicas estão dispersos em diversos atos do MME.

A Seção 2.3.1.7 deste trabalho apresentou as linhas gerais adotadas para as revisões ordinárias e extraordinárias das garantias físicas das pequenas usinas. Conforme apresentado, as regras se baseiam tão somente na produção energética esperada do empreendimento. Sua sinergia com o parque hidrotérmico não é considerada. Ademais, critérios e requisitos são distintos por tecnologia, o que evidencia como a política energética pode interferir na competitividade entre as diferentes fontes.

Algumas diretrizes de revisão estão definidas em decreto presidencial. Contudo, devido à complexidade técnica da matéria, a implementação de fato do procedimento requer regulamentação por parte do MME. Exemplo disso é a periodicidade de revisão ordinária de garantias físicas das grandes hidrelétricas, a qual foi estabelecida pelo Decreto nº 2.655, de 2 de julho de 1998, e, até o momento, nunca efetivada. Projeta-se que, ainda em 2016, o MME publique os resultados da primeira revisão ordinária.

Embora o processo de revisão ordinária de garantias físicas das hidrelétricas ainda esteja em discussão, já existem regras para revisões extraordinárias de centrais hidrelétricas e termelétricas em decorrência de fatos relevantes. No caso das hidrelétricas, a revisão extraordinária está regulamentada desde 2010 [105]. No caso das termelétricas, o procedimento para revisão extraordinária foi regulamentado em 2014 [106]. A justificativa para tal descompasso normativo (regulamentação apenas das revisões extraordinárias) decorre também dos interesses dos agentes de geração e merece maior discussão.

As garantias físicas dos novos empreendimentos são divulgadas antes da realização dos leilões de energia nova. Dessa forma, os agentes conseguem definir qual o melhor lance que podem ofertar, considerando suas estratégias empresariais e as oportunidades de financiamento disponíveis. Portanto, não há interesse imediato dos investidores em discutir a metodologia e os parâmetros adotados no procedimento de cálculo da garantia física. A informação crucial é se o fluxo de caixa ofertado no procedimento licitatório, representado pela garantia física do empreendimento e pelo preço-teto do leilão, permitirá o retorno do capital investido com taxas atrativas.

Comportamento diverso é constatado quando há a necessidade de revisão extraordinária de garantia física em decorrência de fatos relevantes. Uma vez que o agente já possui outorga do empreendimento de geração, um contrato de longo prazo de venda de energia e um contrato de financiamento, seu comportamento racional é envidar esforços para maximizar os ganhos de garantia física e, consequentemente, maximizar as receitas futuras. Nesses casos, os parâmetros técnicos são minuciosamente discutidos, estudos paralelos são contratados, novas metodologias para calcular os ganhos energéticos são apresentadas. É um ambiente complexo e que cabe ao Poder Concedente avaliar se o pleito é legítimo ou decorre de mero interesse por captura de renda, comportamento conhecido na literatura econômica como *rent-seeking*.

Ademais, revisões extraordinárias dispõem de público-alvo específico. Apenas os solicitantes da revisão é que são afetados pelos resultados. Em um processo de revisão ordinária, todos os geradores são envolvidos e, fatalmente, haverá redistribuição das garantias físicas entre os agentes. Uns ganharão, outros perderão. Logo, é uma arena de discussão conflituosa e de difícil mediação.

4.7.1 Revisões extraordinárias de hidrelétricas e termelétricas

No caso das hidrelétricas, são considerados fatos relevantes alterações da capacidade instalada, das perdas hidráulicas do circuito adutor, do rendimento do grupo turbina-gerador, da queda líquida nominal, do número de unidades geradoras. Outras alterações de projeto podem ser entendidas como fatos relevantes, mas dependem de aprovação do MME. [105]

A metodologia para recálculo da garantia física é relativamente simples. A partir da configuração hidrotérmica de referência atual, calcula-se a garantia física do empreendimento com os parâmetros de projeto originais e com os parâmetros de projeto modificados. Assim, a diferença entre esses valores (original subtraído do modificado), que poderá ser positiva ou negativa, é adicionada algebricamente ao valor vigente da garantia física do empreendimento. O resultado é a garantia física revisada. [105]

As termelétricas despachadas centralizadamente podem ter suas garantias físicas de energia revisadas extraordinariamente apenas em decorrência de alteração da capacidade instalada. Contudo, desde que haja alteração na capacidade instalada, outros parâmetros podem ser considerados na revisão. Na hipótese de a alteração de potência implicar aumento da inflexibilidade operativa, aumento do consumo específico de combustível ou se tratar de fonte não prevista nos planos de expansão de energia, a revisão de garantia física deve ser negada. [106]

A metodologia utilizada é análoga a adotada para revisão extraordinária de hidrelétricas. Calcula-se a garantia física do empreendimentos em duas situações: com os parâmetros originais e com os parâmetros modificados. A diferença entre esses valores

(original subtraído do modificado), que poderá ser positivo ou negativo, é adicionada algebricamente a garantia física vigente do empreendimento. O resultado é a garantia física revisada. Destaca-se que o incremento de garantia física é limitado ao incremento da disponibilidade máxima do empreendimento decorrente do aumento de potência. [106]

4.7.2 As revisões ordinárias de garantias físicas

O Decreto nº 2.655, de 1998, estabeleceu que as garantias físicas de energia das centrais hidrelétricas participantes do MRE seriam revistas a cada cinco anos ou na ocorrência de fatos relevantes [107]. Estabelecia que, a cada revisão, a redução não poderia exceder 5% do valor vigente no momento da revisão. Também determinava que, ao longo da vigência do contrato de concessão, a redução do lastro não poderia exceder 10% do valor inicialmente estabelecido em contrato.

Nessa época, o setor elétrico estava passando por reformas estruturais com vistas à implementação de um ambiente competitivo. A expansão do sistema deixaria de ser responsabilidade exclusivamente estatal e passaria a ser consequência de contratos firmados pelas distribuidoras com os geradores.

Enquanto a expansão era responsabilidade das empresas estatais, o planejamento de cunho determinativo garantia o risco de déficit em limites aceitáveis. No novo ambiente, em tese mais eficiente, as forças de mercado seriam responsáveis por viabilizar a expansão e manter o risco de déficit em limites toleráveis. O racionamento de energia ocorrido em 2001 implicou a constatação de que a reestruturação do setor elétrico ocorrida ao final dos anos 1990 havia fracassado [108].

No entanto, naquela oportunidade, ainda não havia sido estabelecido o mercado de energia elétrica propriamente dito, tanto pelo tempo necessário para sua maturação como pela reação dos próprios agentes que não avançavam na definição de regras e procedimentos. Convém lembrar que a primeira tentativa de liquidação do mercado em setembro de 2000 não foi efetivada, dentre outros motivos, devido ao *default* (descumprimento de obrigações) feito por Furnas em decorrência do atraso nas obras de Angra II e às divergências em relação à titularidade do excedente da produção energética de Itaipu.

Em 2004, um novo modelo institucional para o setor elétrico entrou em vigor. Fato curioso é que os principais normativos desse novo modelo – a Lei nº 10.848, de 2004, e o Decreto nº 5.163, de 2004 – não fazem menção à revisão das garantias físicas de energia. Por outro lado, a Portaria nº 303, de 2004, determinou que os valores das garantias físicas de energia das hidrelétricas então vigentes permaneceriam válidos e inalterados até 31 de dezembro de 2014. Adicionalmente, estabelecia que a garantia física de Itaipu seria reduzida para corrigir eventuais desvios entre o lastro físico e o estoque das garantias físicas das hidrelétricas, o que nunca foi implementado. Em relação às garantias físicas das termelétricas, nenhuma validade ou previsão de revisão periódica foi fixada. [109]

O ano de 2014 era aquele no qual as concessões de geração renovadas em 1995 por intermédio da Lei nº 9.074, de 1995, venceriam [87]. Logo, fica evidente que a intenção do Poder Concedente era a de que os valores revisados de garantia física fossem somente aplicados na vigência dos novos contratos de concessão. Não foi o que ocorreu. Com a edição da Medida Provisória nº 579, de 11 de setembro de 2012, o Governo autorizou nova renovação das concessões vincendas sem uma reavaliação das garantias físicas dos empreendimentos.

Nos meses seguintes a edição da Medida Provisória nº 579, de 2012, houve tensão no setor elétrico. Notícias na imprensa alertavam para um possível racionamento em decorrência de atrasos de obras e hidrologias abaixo do esperado. O PLD subiu e atingiu o seu teto em todos os submercados em fevereiro de 2014. Não houve racionamento, mas desequilíbrios financeiros afetaram geradores e distribuidores e abalaram a estabilidade do setor.

Um dos desdobramentos desse período adverso foi a realização de auditoria realizada pelo Tribunal de Contas da União (TCU). Dentre as diversas conclusões desse processo de auditoria, consta a determinação para que MME apresentasse, com prioridade e urgência, plano de trabalho para a elaboração de estudos que subsidiassem a revisão das garantias físicas das hidrelétricas, vincendas em 31 de dezembro de 2014. [110]

Posteriormente, o MME divulgou o relatório "Revisão Ordinária de Garantia Física de Usinas Hidrelétricas", elaborado com apoio da EPE e do Cepel, e criou um grupo de trabalho específico para discutir os temas afetos ao processo de revisão. Adicionalmente, prorrogou os valores de garantias físicas vigentes até 31 de dezembro de 2015 [111].

O relatório contém uma anteproposta acerca da metodologia e dos dados a serem utilizados no processo de revisão das garantias físicas [102]. Basicamente, o procedimento de cálculo será aquele definido pela Portaria nº 258, de 2008. Os resultados constituirão os valores revisados das garantias físicas das hidrelétricas, observado o limite de redução de 5%. O documento também recomenda a atualização dos parâmetros de simulação dos empreendimentos, detalhando as fontes e os procedimentos adequados para a montagem da configuração hidrotérmica de referência.

Uma importante inovação foi proposta para a etapa do rateio do bloco hidráulico. O relatório recomenda a substituição do MSUI, pelo Modelo de Simulação a Usinas Individualizadas em Sistemas Hidrotérmicos Interligados (Suishi), elaborado pelo Cepel, com vista à futura implementação de melhorias metodológicas.

O Suishi é um modelo capaz de realizar simulações com séries sintéticas de vazões, considerando o parque termelétrico. A versão adotada do MSUI (versão 3.2) permite apenas a simulação da operação do parque hidrelétrico ao longo do histórico de vazões. Logo, a adoção do Suishi permitirá futuros aperfeiçoamentos da metodologia de rateio do bloco hidráulico, dentre as quais se destacam: a adoção de períodos críticos probabilísticos (equivalente ao período seco, definido na Seção), o cálculo da oferta energética das hidrelétricas de modo já individualizado (sem necessidade de um critério de rateio do bloco hidráulico), além da consideração dos limites de intercâmbio entre subsistemas. Outro

aspecto que favorece a substituição do MSUI pelo Suishi é o fato de que a utilização do Suishi, pelo ONS, no âmbito do planejamento da operação energética, foi autorizada pelo Despacho nº 2.518, de 27 de agosto de 2010, da Aneel. Logo, seria mais um passo para a unificação dos modelos adotados nos diversos segmentos do setor elétrico.

Em suas conclusões, o relatório apresenta os resultados preliminares da revisão ordinária das garantias físicas das hidrelétricas. Antes da revisão, as garantias físicas das usinas que serão submetidas à revisão ordinária totalizam 41.120 MWmédios. Pelos estudos realizados, após o processo de revisão, já considerando que a redução máxima por usina é limitada em 5%, estima-se que a soma das garantias físicas do mesmo grupo totalizará 40.479 MW. Uma redução de 0,9%, que corresponde a 317 MWmédios.

Em dezembro de 2015, o MME divulgou nova versão do relatório “Revisão Ordinária de Garantia Física de Usinas Hidrelétricas”, o qual consolida a proposta do grupo de trabalho acerca da metodologia e dos critérios para a revisão ordinária das garantias físicas de energia das hidrelétricas. A proposta foi submetida à consulta pública e os valores então vigentes de garantia física tiveram suas respectivas validades prorrogada até 31 de dezembro de 2016. [112;113]

Substancialmente, o grupo propõe a manutenção da metodologia descrita na Portaria nº 258, de 2008. Contudo, algumas melhorias foram apresentadas. Primeiramente, o grupo recomenda que os benefícios indiretos concedidos não sofram revisão. Adicionalmente, propõe-se a adoção de uma carga de energia sazonalizada e que considera a oferta decorrente das pequenas usinas, o que atenderá a proposta de melhoria discutida na Seção 4.4. Outra inovação proposta é a adoção de limites infinitos de intercâmbio entre os subsistemas, o que certamente implicará uma sobreavaliação da carga crítica sistêmica.

Prosseguindo, é reafirmada a conveniência e oportunidade da substituição do MSUI pelo modelo Suishi. Contudo, o grupo conclui pela manutenção do rateio do bloco hidráulico a partir da energia firme, calculada a partir do período crítico tradicionalmente adotado pelo setor elétrico.

Contrariamente ao relatório de dezembro de 2014, a nova versão não apresenta nenhuma avaliação numérica acerca da aplicação da proposta de revisão.

Embora o grupo de trabalho tenha se empenhado para montar uma configuração hidrotérmica de referência aderente à realidade do SIN e tenha proposto avanços metodológicos, em nenhum momento tratou-se do equilíbrio entre o lastro de energia e o estoque de garantias físicas disponíveis no mercado. Outro aspecto não abordado nos relatórios é se o tradicional conceito de energia firme ainda é adequado para repartir o bloco hidráulico entre as centrais hidrelétricas.

Dado que as reduções de garantias físicas são limitadas e os ganhos ilimitados, sem a realização de estudos de compatibilidade entre o estoque de certificados de energia e o lastro de energia, não é possível concluir se o procedimento proposto melhora ou prejudica o equilíbrio estrutural entre oferta e demanda do SIN. Ademais, nenhum dos relatórios registra a intenção de corrigir esses desvios revendo a garantia física de Itaipu, conforme a diretriz contida na Portaria nº 303, de 2004.

ANÁLISE ALGÉBRICA, QUANTITATIVA E PREDIÇÃO DE GARANTIAS FÍSICAS DE ENERGIA

O Capítulo 4 detalhou as diversas etapas e os procedimentos necessários para a definição da garantia física de um novo empreendimento de geração. Ocorre que, embora resultante de um complexo processo de cálculo, é possível estimar, de modo expedito e com relativa acurácia, a garantia física de uma central geradora hidrelétrica ou termelétrica. Para tanto, é necessário compreender, a partir de uma abordagem algébrica, como os parâmetros de empreendimentos e de simulação influenciam as garantias físicas de energia.

O cálculo da carga crítica a partir do modelo Newave requer considerável esforço computacional, nem sempre disponível aos agentes. Para cada uma das iterações realizadas para a obtenção dos resultados utilizados neste trabalho, gastou-se em torno de 5 horas em um ambiente de processamento distribuído. Destaca-se que para a obtenção da carga crítica para um determinado conjunto de critérios são necessárias diversas iterações, número que depende da sensibilidade do profissional que executa o estudo. Por outro lado, o cálculo da energia firme a partir do MSUI é realizada em poucos segundos em um computador de uso doméstico. Já há disponível no mercado o aluguel de *data centers* para a execução remota do modelo Newave a partir do conceito de *cloud computing* (computação nas nuvens), fato que corrobora a complexidade e os custos envolvidos na execução do modelo.

Assim, um método algébrico simples e pouco oneroso para predição de garantia física facilita a elaboração de estratégias por parte dos interessados em participar dos leilões de energia. Contudo, deve ficar claro que os métodos a serem apresentados têm suas limitações e não devem ser utilizados como o único insumo para tomadas de decisão. Ademais, acredita-se que o desenvolvimento de uma análise algébrica contribui para o desenvolvimento de um modo didático para a apresentação do tema em ambientes corporativos e acadêmicos.

Neste trabalho, em diversas ocasiões, destaca-se a importância da manutenção do equilíbrio estrutural entre o lastro e a carga de energia. Nesse sentido, este capítulo é encerrado com um exemplo de avaliação da compatibilidade entre o estoque de garantias físicas e oferta estrutural.

5.1 GARANTIAS FÍSICAS DE CENTRAIS HIDRELÉTRICAS

Conforme a Equação 5.1, a parcela local da garantia física de uma central hidrelétrica decorre de uma transformação linear sobre sua respectiva energia firme, na qual o operador θ é quociente entre o bloco hidráulico e a energia firme total do sistema.

$$GF_{h_{local}} = BH \times \frac{EF_h}{\sum_{h=1}^{nh} EF_h} = \theta \times EF_h \quad (5.1)$$

A energia firme de uma central hidrelétrica e seus benefícios indiretos constam nos respectivos estudos de inventário e viabilidade, os quais são aprovados pela Aneel anteriormente à realização dos leilões. Adicionalmente, a energia firme de um empreendimento e seu benefício indireto podem ser facilmente obtidos com auxílio do MSUI. Logo, mesmo sem a disponibilidade do modelo Newave, a garantia física de empreendimentos hidrelétricos pode ser facilmente estimada.

O operador θ é influenciado pelos critérios adotados para a convergência da carga crítica e pela configuração hidrotérmica considerada. Contudo, tal relação mostra-se praticamente constante ao longo da evolução do parque gerador brasileiro.

A Figura 5.1, construída a partir das notas técnicas publicadas pela EPE [58;59; 114 – 120] que relatam o cálculo das garantias físicas dos leilões de energia nova, apresenta o comportamento quase constante dessa relação para as configurações hidrotérmicas de referência de leilões já realizados. Em seu eixo vertical, apresenta a relação entre o bloco hidráulico e energia firme total (operador θ) para as diversas configurações de referência de leilões passados. Destaca-se que o eixo vertical não inicia na origem de modo a evidenciar as diferenças entre os operadores θ dos diversos leilões.

Desde a implementação do modelo vigente de contratação até o Leilão A-5 da UHE Jirau, adotava-se o critério de risco para fins de convergência da carga crítica e consequente determinação da garantia física de energia. Nesse período, a relação entre o bloco hidráulico e a energia firme do sistema manteve um comportamento praticamente constante, variando entre 1,048 e 1,053.

A partir do Leilão A-5 de 2008, passou-se a adotar o critério econômico para a convergência da carga crítica. Como consequência, a relação entre o bloco hidráulico e a respectiva energia firme apresentou variações mais significativas entre as diversas configurações, oscilando entre 1,018 e 1,046. Uma hipótese que explica tal diferença de comportamento será apresentada a seguir.

Conforme já discutido neste trabalho, as falhas de máquina constituem dados de entrada do modelo Newave e são modeladas a partir de uma redução na capacidade instalada disponível das centrais geradoras. Adicionalmente, a modelagem energética adotada apresenta a premissa implícita de plena disponibilidade de combustível. Portanto, os riscos de insuficiência de oferta resultantes decorrem da falta da principal fonte energética primária do parque gerador brasileiro: as vazões naturais afluentes.
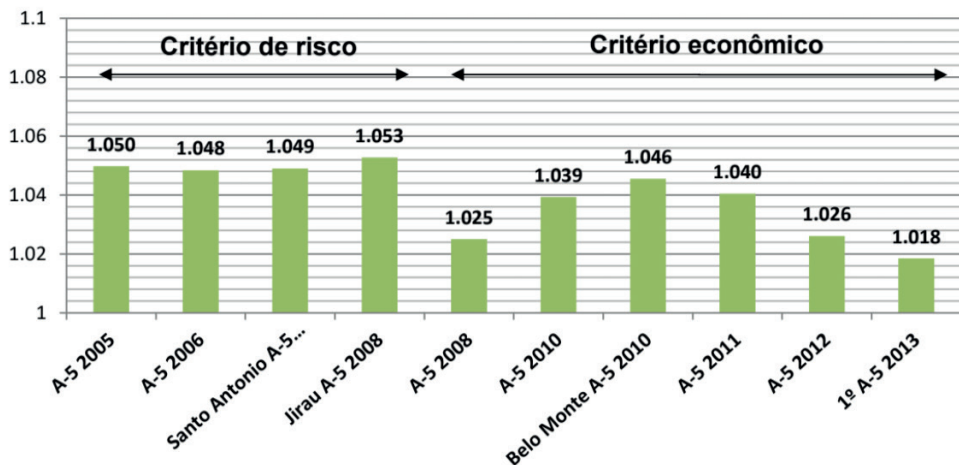
Figura 5.1 – Relação entre bloco hidráulico e energia firme para diversos leilões de energia. Elaborada pelo autor com base em [58;59;114 – 120].

Prosseguindo, é essencial relembrar que o critério de energia firme apresenta um determinado risco implícito de insuficiência de oferta (ver Seção).

Para cada um dos leilões de que trata a Figura 5.1, as energias firmes totais adotadas nos cálculos podem ser interpretadas como a carga crítica do parque hidrelétrico convergida a partir de um determinado risco implícito de insuficiência de oferta. Não se sabe exatamente qual é esse risco, mas espera-se que seja semelhante para as diversas configurações de referência devido ao porte do parque hidrelétrico brasileiro e sua considerável capacidade de regularização. Os blocos hidráulicos adotados, por suas vezes, correspondem à carga crítica do parque hidrelétrico, ora convergida por um critério de risco, ora por um critério econômico.

Assim, até o leilão da UHE Jirau, o quociente entre bloco hidráulico e energia firme total pode ser interpretado como um quociente entre cargas críticas do parque hidrelétrico definidas a partir de um nível de risco específico: risco de déficit de 5% para o bloco hidráulico (numerador) e um nível implícito não conhecido, mas praticamente constante para as diversas configurações, para a energia firme (denominador). Logo, é razoável esperar que o quociente entre as cargas críticas dos parques hidrelétricos apresente um comportamento quase constante.

Por outro lado, a convergência da carga crítica pelo critério econômico (no qual a carga crítica é função do custo marginal de expansão) pode resultar riscos de déficit diversos. Assim, a partir do Leilão A-5 de 2008, enquanto os numeradores resultantes de todas as configurações refletem a carga crítica do parque hidrelétrico definidas a partir de riscos de déficit distintos, os denominadores refletem a carga crítica do parque hidrelétrico a partir de um mesmo critério de risco implícito.

Portanto, infere-se que as variações mais significativas a partir da adoção do critério econômico resultam da adoção de diferentes critérios de convergência da carga crítica para fins de definição do bloco hidráulico.

5.1.1 Sensibilidade da carga crítica e do bloco hidráulico aos parâmetros econômicos da simulação energética

De modo a complementar a análise apresentada na Seção 5.1, realizaram-se estudos de sensibilidade da carga crítica e do bloco hidráulico em relação ao custo marginal de operação e em relação ao custo do déficit. Para essas análises, adotou-se o caso base (*deck* ou conjunto de dados que contém a configuração hidrotérmica de referência) utilizado nos cálculos das garantias físicas de energia para o Leilão de Energia Nova A-5 de 2014.

Dois conjuntos de simulações foram realizados. O primeiro destinou-se a avaliar a sensibilidade da carga crítica e do bloco hidráulico em relação à variação do custo marginal de expansão. O segundo destinou-se a avaliar a sensibilidade da carga crítica e do bloco hidráulico em relação ao custo do déficit. A Figura 5.2 e a Figura 5.3 apresentam os principais resultados dos cálculos realizados, incluindo linhas de tendência que apresentam algebricamente a influência dos parâmetros econômicos no operador θ. O Anexo A contém os resultados das simulações realizadas, incluindo os valores dos pontos adotados para a elaboração das referidas figuras.

As derivadas das equações de regressão permitem avaliar o impacto da variação de cada parâmetro. A partir dos resultados, fica evidente que a carga crítica e o bloco hidráulico são mais sensíveis às variações unitárias do custo marginal de expansão do que às variações no custo do déficit.
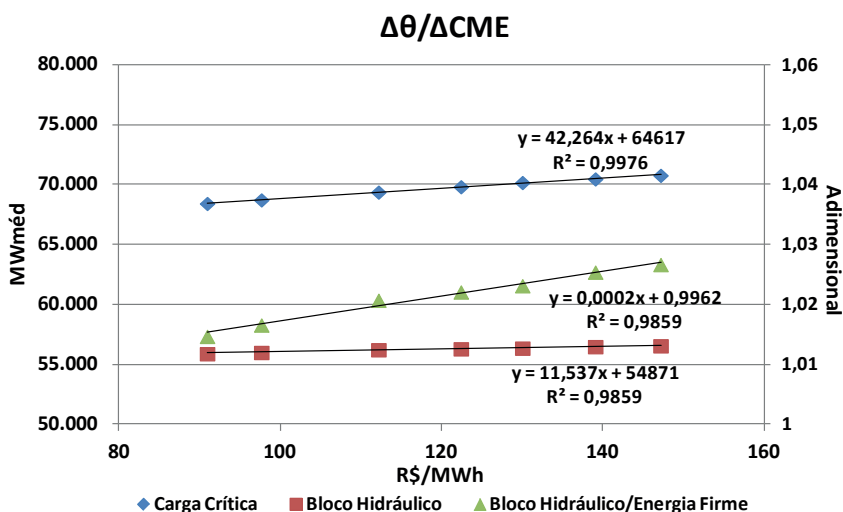
Figura 5.2 – Impactos na carga crítica, no bloco hidráulico e no operador θ decorrentes da variação do custo marginal de expansão. Elaborada pelo autor.
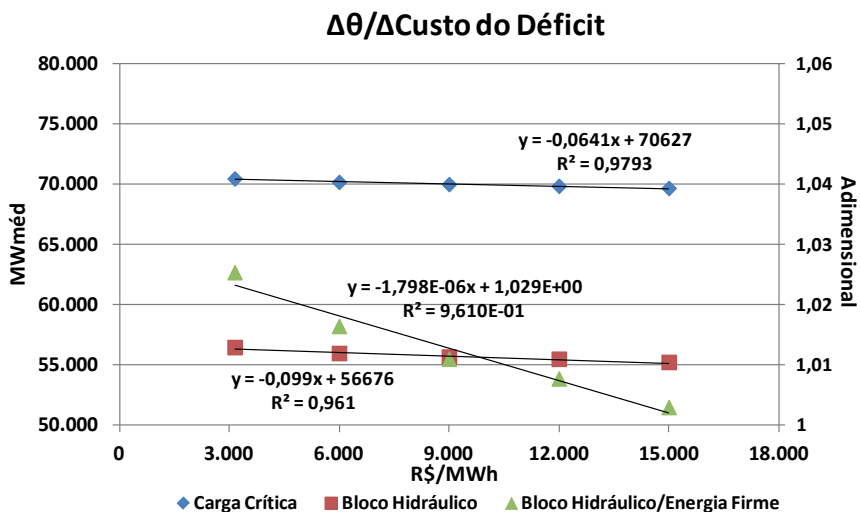
Figura 5.3 – Impactos na carga crítica, no bloco hidráulico e no operador θ decorrentes da variação do custo do déficit. Elaborada pelo autor.

Merece destaque a sensibilidade da carga crítica às variações do custo marginal de expansão. A título ilustrativo, um acréscimo de R$ 15/MWh ao custo marginal de expansão oficialmente adotado para convergência das simulações do Leilão A-5 de 2014 (R$ 139/MWh) elevaria a carga crítica do sistema em aproximadamente 634 MWmédios e o bloco hidráulico em 173 MWmédios. Tais montantes são comparáveis respectivamente às garantias físicas da Usina Hidrelétrica Serra da Mesa (671 MWmédios) e da Usina Hidrelétrica Baixo Iguaçu (172,8 MWmédios).

Os resultados aqui discutidos foram obtidos a partir dos dados e dos critérios adotados para o cálculo das garantias físicas dos empreendimentos participantes do Leilão A-5 de 2014. Contudo, devido à magnitude do parque gerador brasileiro, as alterações incrementais na configuração hidrotérmica de referência não devem modificar os resultados significativamente, de modo que analistas da área podem adotar esses resultados para avaliações expeditas. Todavia, obviamente, tais parâmetros de sensibilidade devem ser periodicamente recalculados.

5.2 CENTRAIS TERMELÉTRICAS

A garantia física das centrais termelétricas talvez seja um dos temas menos compreendidos do setor elétrico. Embora uma central termelétrica que opere continuamente possa entregar estruturalmente sua disponibilidade máxima, o valor da garantia física é comumente muito abaixo desse montante, fato que é rotineiramente objeto de questionamento por parte dos agentes, uma vez que se exige dos empreendedores

garantias contratuais de suprimento de combustível considerando a operação contínua e a plena carga. Dessa forma, por quais razões uma termelétrica capaz condições de produzir continuamente, por exemplo, 100 MWmédios, pode somente vender uma parcela desse montante energético?

Os fundamentos para a resposta desse questionamento requer uma nova leitura da Seções 1.1 e 4.6 deste trabalho. Resumidamente, a garantia física de uma termelétrica é calculada a partir da média de sua produção esperada ponderada pelos custos marginais de operação do submercado na qual está inserida, obtida a partir de simulações de uma configuração hidrotérmica estática em dois mil cenários sintéticos de afluências distintos.

Uma vez que se trata de uma média ponderada e que essa média é calculada a partir de um caso estático, não é razoável supor que a garantia física de uma termelétrica corresponda à geração média verificada. Caso a intenção fosse aproximar garantia física da esperança de geração, bastaria, a partir dos estudos energéticos do planejamento da operação ou do planejamento da expansão, calcular a geração média esperada e definir este montante como a garantia física do empreendimento. Lembra-se que, diferentemente das hidrelétricas, para as quais o fator de rateio do bloco hidráulico é um parâmetro físico (a energia firme), as termelétricas apresentam uma metodologia de rateio que envolve suas características físicas e econômicas.

5.2.1 Predição da Garantia Física de Termelétricas

Além da dificuldade de compreender qual é o significado da garantia física de uma termelétrica, existe o desafio de predizer o montante de garantia física a qual uma determinada central faria jus, sem a necessidade de utilização do modelo Newave.

Alguns trabalhos publicados recentemente fornecem expressões matemáticas para superar esse desafio [121][122]. Basicamente, a partir das garantias físicas atribuídas às termelétricas em leilões passados, tais trabalhos apresentam uma relação matemática que indica que a garantia física é resultado de uma função cujas variáveis de entrada são a disponibilidade máxima e o custo variável unitário. Algebricamente:

$$GF = (0{,}964395 - 0{,}000668 \cdot CVU) \times Disp \qquad (5.2)$$

É difícil avaliar se o ajuste obtido pela regressão, cujos resultados estão descritos na Tabela 5.1, é satisfatório. Trata-se de um fator a ser avaliado por quem investiga o fenômeno. Todavia, dentre as referências consultadas, uma propõe um critério categórico para avaliação do ajuste: coeficientes de correlação quadráticos inferiores a 0,9 indicam um pobre ajuste dos dados a uma linha reta [123]. Apesar disso, entende-se que o ajuste obtido, devido à sua simplicidade, pode ser considerado razoável.

Contudo, a Equação 5.2 não permite uma correta interpretação de como a garantia física de uma termelétrica varia em função de seu CVU. Primeiramente, não se aplica às termelétricas com inflexibilidade operativa diferente de zero. Em segundo lugar, conforme é discutido na Seção 5.2.1.2, a relação CVU e garantia física é não linear e pode ser aproximada por funções com característica decrescente no intervalo de interesse, quer seja exponencial ou polinomial. Por fim, para um conjunto de critérios de convergência, cada configuração hidrotérmica resulta um funcional diferente, o qual relaciona parâmetros das termelétricas com as respectivas garantias físicas.

Tabela 5.1 – Resultados obtidos em estudo regressão linear para relacionar garantia física e custo variável unitário de termelétricas. Fonte: [121].

Variável Dependente:	GF/Disp
Custo Variável (CV)	-0,000668
	(-9,06)
Constante	0,964935
	-28,31
Observações	24
R^2	0,84

Notas: Estatística t (robust) entre parênteses.

*Significante a 5%; ** Significante a 1%

Tais técnicas podem ser adotadas para a elaboração de estratégias de participação em leilões de energia nova, com especial destaque para a avaliação do impacto da mudança de parâmetros sobre a garantia física. Todavia, entende-se que a maior utilidade da abordagem a ser apresentada é tornar mais inteligível a influência dos parâmetros de uma central termelétrica no cálculo da respectiva garantia física.

5.2.1.1 Os limitantes inferior e superior

O primeiro aspecto a ser observado é o intervalo no qual excursiona a garantia física de energia de uma central termelétrica. Os limitantes superior e inferior estão explícitos nas regras de cálculo e correspondem, respectivamente, à disponibilidade máxima e a inflexibilidade operativa da central geradora. No que se refere ao limitante inferior, é intuitivo defini-lo como a inflexibilidade operativa de central. Dado que a garantia física não é uma mera expectativa de geração, é possível demonstrar por meio de um exercício algébrico que o limitante mínimo só coincide com a inflexibilidade mediante a adoção de um conjunto de premissas simplificadoras, detalhadas a seguir.

Suponha que uma dada configuração de referência contenha uma termelétrica com uma determinada inflexibilidade e um CVU muito superior ao custo do déficit adotado. Nesse

caso, para todos os cenários simulados, a geração da central termelétrica corresponderá exatamente a sua inflexibilidade operativa, dado que, em nenhum cenário, a parcela flexível dessa central será acionada. Nesse caso, a Equação 4.2 pode ser reescrita do seguinte modo:

$$FT_{(l,s)} = \frac{Inf_{l,s} \times \sum_{i=1}^{12} \sum_{j=11}^{15} \sum_{k=1}^{2000} \left(cmo_{i,j,k,s}\right)}{\sum_{s=1}^{nss} \sum_{i=1}^{12} \sum_{j=11}^{15} \sum_{k=1}^{2000} \left[\left(gh_{i,j,k,s} + \sum_{l=1}^{nt(s)} gt_{i,j,k,l,s}\right) \times cmo_{i,j,k,s}\right]} \tag{5.3}$$

Sendo:

$Inf_{l,s}$ - inflexibilidade da termelétrica *l*, localizada no subsistema *s.*

Adicionalmente, suponha-se que a geração total do sistema seja equivalente à carga crítica. De fato, apenas nos cenários com algum déficit é que essa igualdade não se verifica. Em todos os demais cenários, a produção de energia do parque hidrotérmico é idêntica à carga crítica. Portanto:

$$\sum_{s=1}^{nss} \left(gh_{i,j,k,s} + \sum_{l=1}^{nt(s)} gt_{i,j,k,l,s}\right) \approx \sum_{s=1}^{nss} ccr\acute{\imath}tica_s, \forall i, j, k \tag{5.4}$$

Resta ainda considerar que os CMOs são idênticos entre os diversos submercados em todos os cenários analisados. Embora essa afirmação não se concretize na prática, é razoável assumir que na grande maioria dos cenários os CMOs sejam idênticos, ou ao menos, muito semelhantes. Desse modo:

$$cmo_{i,\, j,\, k,\, s} \approx cmo_{i,\, j,\, k,\, s+1} \approx cmo_{i,\, j,\, k,\, s+2} \cdots \approx cmo_{i,\, j,\, k,\, nss} \approx cmo_{i,\, j,\, k} \tag{5.5}$$

Definidas as premissas necessárias, adotando a premissa representada pela Equação 5.5, é possível rearranjar a Equação 5.3 para a seguinte forma:

$$FT_{(l,s)} = \frac{Inf_{l,s} \times \sum_{i=1}^{12} \sum_{j=11}^{15} \sum_{k=1}^{2000} \left(cmo_{i,j,k}\right)}{\sum_{s=1}^{nss} \sum_{i=1}^{12} \sum_{j=11}^{15} \sum_{k=1}^{2000} \left[\left(gh_{i,j,k,s} + \sum_{l=1}^{nt(s)} gt_{i,j,k,l,s}\right) \times cmo_{i,j,k}\right]}$$

$$FT_{(l,s)} = \frac{Inf_{l,s} \times \sum_{i=1}^{12} \sum_{j=11}^{15} \sum_{k=1}^{2000} \left(cmo_{i,j,k}\right)}{\sum_{i=1}^{12} \sum_{j=11}^{15} \sum_{k=1}^{2000} \left[cmo_{i,j,k} \times \sum_{s=1}^{nss} \left(gh_{i,j,k,s} + \sum_{l=1}^{nt(s)} gt_{i,j,k,l,s}\right)\right]} \tag{5.6}$$

Inserindo a premissa representada pela Equação 5.4 na Equação 5.6:

$$FT_{(l,s)} = \frac{Inf_{l,s} \times \sum_{i=1}^{12} \sum_{j=11}^{15} \sum_{k=1}^{2000} \left(cmo_{i,j,k} \right)}{\sum_{i=1}^{12} \sum_{j=11}^{15} \sum_{k=1}^{2000} \left[cmo_{i,j,k} \times \sum_{s=1}^{nss} ccrítica_s \right]}$$

$$FT_{(l,s)} = \frac{Inf_{l,s} \times \sum_{i=1}^{12} \sum_{j=11}^{15} \sum_{k=1}^{2000} \left(cmo_{i,j,k} \right)}{\sum_{s=1}^{nss} ccrítica_s \times \sum_{i=1}^{12} \sum_{j=11}^{15} \sum_{k=1}^{2000} \left(cmo_{i,j,k} \right)}$$

Logo:

$$FT_{(l,s)} = \frac{Inf_{l,s}}{\sum_{s=1}^{nss} ccrítica_s} \qquad (5.7)$$

Por fim, inserindo a Equação 5.7 na Equação 4.6, demonstra-se que a oferta termelétrica equivale à inflexibilidade operativa:

$$ET_{(l,s)} = FT_{(l,s)} \times \sum_{s=1}^{nss} ccrítica_s$$

$$ET_{(l,s)} = \frac{Inf_{l,s}}{\sum_{s=1}^{nss} ccrítica_s} \times \sum_{s=1}^{nss} ccrítica_s$$

$$ET_{(l,s)} = Inf_{t,s} \qquad (5.8)$$

Portanto, mesmo para uma termelétrica com produção energética constante, a oferta de energia calculada não necessariamente coincide com a sua inflexibilidade operativa, tendo em vista o viés econômico embutido no cálculo. De fato, tal igualdade somente ocorre a partir da adoção das premissas descritas pelas Equações 5.4 e 5.5. Na prática, na grande maioria dos cenários hidrológicos, tais premissas são atendidas. Portanto, é razoável supor a garantia física de uma termelétrica com operação inflexível se aproxime de sua inflexibilidade operativa. Destaca-se que é possível a coincidência desses parâmetros em casos que não atendam as equações 5.4 e 5.5. Todavia, nesta situação, a coincidência resultaria do acaso.

Na hipótese de uma central termelétrica apresentar inflexibilidade operativa idêntica

à respectiva disponibilidade máxima, a garantia física será estabelecida pela disponibilidade líquida, ou seja, a produção energética subtraída do consumo interno da central e das perdas elétricas até o ponto de conexão ao SIN [55]. Tem-se como exemplo dessa determinação direta, garantia física da Usina Termonuclear Angra III, estabelecida pela Portaria nº 12, de 22 de junho de 2010, da Secretaria de Planejamento e Desenvolvimento Energético do Ministério de Minas e Energia.

Concluindo, para qualquer termelétrica, a oferta energética situa-se entre a inflexibilidade operativa e a disponibilidade máxima:

$$Inf_{t,s} \leq ET_{t,s} \leq Disp_{t,s} \quad (5.9)$$

5.2.1.2 A relação CVU versus parcela flexível

Uma vez definidos os limitantes superior e inferior, é necessário avaliar como a oferta termelétrica varia dentro deste intervalo. Em termos algébricos, a oferta termelétrica de uma usina *l*, localizada em subsistema *s*, pode ser definida pela seguinte expressão:

$$ET_{t,s} = Inf_{l,s} + (Disp_{l,s} - Inf_{l,s}) \cdot \psi_s(\xi_l) \quad (5.10)$$

Sendo $\psi_s(\xi_l)$ um funcional a ser definido para cada subsistema ou para um conjunto de subsistemas, o qual contém informações acerca da configuração hidrotérmica de referência e dos parâmetros de convergência da carga crítica adotados. Conceitualmente, esse funcional indica a **parcela flexível da disponibilidade de energia que será internalizada na oferta termelétrica**, e será definido como **fator de internalização** da central termelétrica.

Isolando o funcional de interesse, obtém-se que o fator de internalização é obtido por:

$$\psi_s(\xi_l) = \frac{(ET_{l,s} - Inf_{l,s})}{(Disp_{l,s} - Inf_{l,s})} \quad (5.11)$$

Sendo:

ψ_s - funcional definido para o subsistema (ou conjunto de subsistemas) *s*;

ξ_l - custo variável unitário da termelétrica *l*, em R$/MWh; e

$\psi_s(\xi_l)$ - fator de internalização associado ao ξ_l (adimensional, entre 0 e 1).

Para a obtenção do funcional que determina o fator de internalização a partir do CVU, é necessário adotar como referência um cálculo real de garantia física, e assim, obter uma amostra que permitirá, por intermédio de análises de regressão, obter o funcional desejado. Todavia, alguns pontos ainda devem ser discutidos em relação à amostra a ser utilizada.

O lado direito da equação 5.11 é constituído por parâmetros técnicos da usina e pelos resultados da simulação energética. Devido ao quociente entre diferenças presentes nesse lado da equação, deve-se excluir da amostra as centrais termelétricas que apresentem numerador ou denominador próximos de zero. Devem ser desprezadas ainda, as centrais cuja oferta calculada supera a respectiva disponibilidade máxima. Observa-se que esses casos de exclusão têm como objetivo retirar da amostra as centrais cujos cálculos não obedecem às regras de simulação contidas na metodologia vigente, ou seja, aqueles resultados que, de algum modo, são restringidos. Caso mantidos, essas amostras resultarão fatores de internalização irreais.

Para exemplificar a obtenção do funcional desejado, adotou-se a base de dados de referência do Leilão de Energia Nova A-5 de 2012, escolhido tendo em vista sua utilização nos estudos de que trata a Seção 3.8. A análise será efetuada considerando e não considerando o mecanismo de aversão ao risco CVaR, de modo a interpretar como essa mudança metodológica afeta a distribuição da oferta energética dos diversos empreendimentos termelétricos.

Antes de prosseguir a análise de regressão, é salutar enumerar as etapas necessárias para a obtenção dos resultados. Após a convergência da carga crítica no modelo Newave, utilizou-se o programa NWLISTOP (também desenvolvido pelo Cepel) para, a partir dos arquivos de saída do modelo Newave, obter os dados de saída necessários (geração por usina termelétrica e custos marginais de operação) para os cálculos dos fatores térmicos. O NWLISTOP não modifica a definição da política realizada pelo Newave, apenas gera arquivos de dados que contém os resultados das simulações. Na sequência, foi empregada a ferramenta Easseg NW 16, elaborada pela EPE, cuja função é, a partir dos arquivos de dados pelo NWLISTOP, calcular a oferta termelétrica dos empreendimentos. Os resultados obtidos nas simulações para a elaboração desta seção estão listados no Anexo B.

Uma vez obtidas as ofertas termelétricas individuais, resta plotar a relação entre os custos variáveis unitários e os fatores de internalização obtidos para o conjunto de termelétricas pré-definido. A partir de um único cálculo de garantia física, é possível a obtenção de um único funcional para todo o SIN ou ainda um funcional para cada subsistema. A obtenção de um funcional para cada subsistema preserva informações acerca das restrições entre submercados, a qual será perdida caso se adote um único funcional para o SIN. Em última instância, caso não houvesse restrições entre os subsistemas, não haveria diferença em obter um único funcional para o SIN ou um para cada subsistema.

Para fins de exposição da técnica de obtenção dos funcionais, foi obtido um funcional para o subsistema Sudeste/Centro-Oeste e um funcional para todo o SIN. A Figura 5.4 apresenta os resultados obtidos para as termelétricas do subsistema Sudeste/Centro-Oeste, enquanto a Figura 5.5 apresenta os resultados obtidos para todas termelétricas do SIN.

A partir das Figuras 5.4 e 5.5, fica evidente que a opção de propor uma regressão mediante uma função de primeiro grau não se trata da escolha mais adequada. O tipo de

função a ser adotado para fins de regressão é uma escolha de quem investiga o fenômeno [123] e depende de diversos fatores. Neste trabalho, optou-se por realizar uma regressão a partir de funções polinomiais de quarto grau, com o auxílio da ferramenta de regressão a partir da técnica de mínimos quadrados disponível no Microsoft Excel 2007. Os resultados completos das análises de regressão estão nos Anexos C e D deste trabalho.

A partir das análises de regressão, obtiveram-se os seguintes funcionais:

1 - Considerando apenas as termelétricas do Sudeste/Centro-Oeste:

a) sem considerar mecanismo de aversão ao risco CVaR

$$\psi_{SE/CO}(\xi l) = 6{,}6469E^{-12}\ \xi l^{4} - 1{,}5909E^{-8}\ \xi l^{3} + 1{,}4138E^{-5}\ \xi l^{2} - 5{,}8708E^{-3}\ \xi l + 1{,}2510$$

b) considerando mecanismo de aversão ao risco CVaR

$$\psi_{SE/CO}(\xi l) = 8{,}1914E^{-14}\ \xi l^{4} - 4{,}6146E^{-9}\ \xi l^{3} + 9{,}0927E^{-6}\ \xi l^{2} - 5{,}9284E^{-3}\ \xi l + 1{,}3413$$

2 - Considerando todas as termelétricas do SIN:

a) sem considerar mecanismo de aversão ao risco CVaR

$$\psi_{SE/CO}(\xi l) = 3{,}7334E^{-12}\ \xi l^{4} - 1{,}026E^{-8}\ \xi l^{3} + 1{,}0586E^{-5}\ \xi l^{2} - 5{,}1352E^{-3}\ \xi l + 1{,}2247$$

b) considerando mecanismo de aversão ao risco CVaR

$$\psi_{SE/CO}(\xi l) = 1{,}0069E^{-12}\ \xi l^{4} - 16{,}4438E^{-9}\ \xi l^{3} + 1{,}0249E^{-5}\ \xi l^{2} - 6{,}1781E^{-3}\ \xi l + 1{,}3471$$
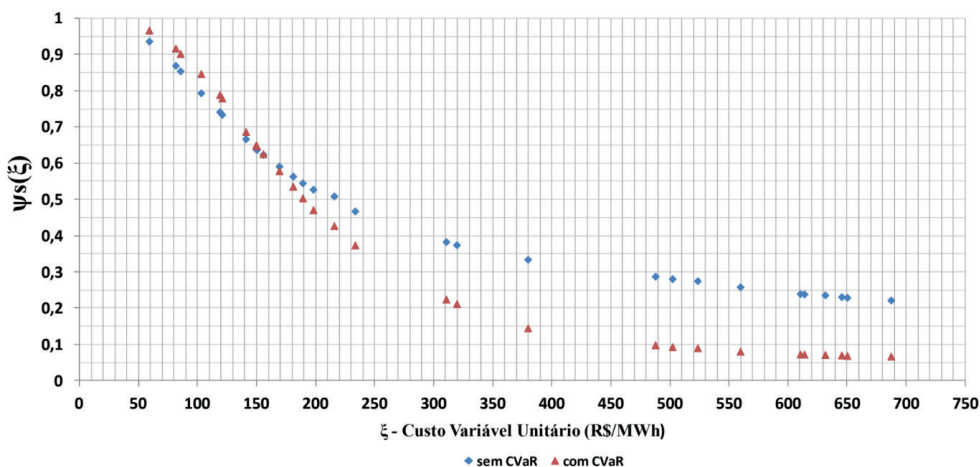
Figura 5.4 – Fatores de internalização obtidos a partir das simulações energéticas para o subsistema Sudeste/Centro-Oeste. Elaborada pelo autor.
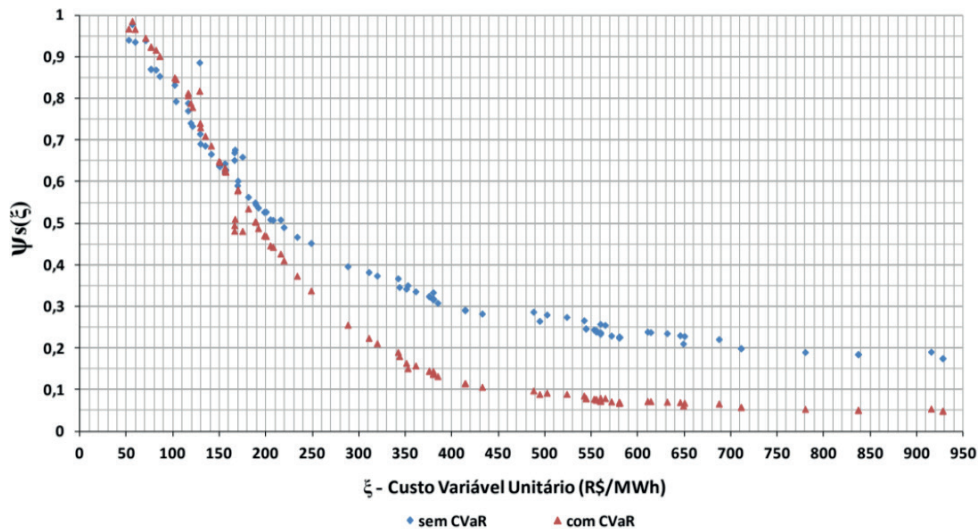
Figura 5.5 – Fatores de internalização obtidos a partir das simulações energéticas para o SIN. Elaborada pelo autor.

O funcional $\psi_s\,(\xi_l)$ contém informações acerca da configuração hidrotérmica de referência e dos parâmetros de simulação e convergência a partir dos quais foi obtido. Assim, análises de regressão realizadas a partir das bases de dados de leilões distintos naturalmente apresentarão resultados menos satisfatórios. Em termos práticos, como não há disponibilidade de informações exatas sobre qual conjunto de usinas será adotado nos cálculos de garantia física dos leilões futuros (ver Seção 4.1), é razoável adotar como referência para a obtenção do funcional $\psi_s\,(\xi_l)$ os dados disponibilizados relativos ao mais recente leilão de energia nova.

Para finalizar, os gráficos corroboram que a adoção do mecanismo de aversão ao risco (CVaR) no modelo Newave diminui significativamente a oferta energética das centrais termelétricas com maiores custos variáveis, conforme já havia sido antecipado na Seção .

5.3 ANÁLISE DOS IMPACTOS NA OFERTA TERMELÉTRICA

Além de facilitar a compreensão de como a oferta termelétrica de um empreendimento se comporta em relação aos seus parâmetros técnico-econômicos, é possível, a partir das equações apresentadas nas seções anteriores, prever os impactos na oferta termelétrica decorrentes da alteração de parâmetros de projeto. Novamente, destaca-se que a análise realizada nesta seção pressupõe que pequenas alterações na configuração hidrotérmica não afetam significativamente o comportamento do SIN, de modo que o funcional $\psi_s\,(\xi_l)$ pode ser considerado como invariável.

A partir da Equações 5.12 e 5.13 e 5.14, apresentadas a seguir, considerando que o subscrito “0” indica a situação original, e o subscrito “1” a situação alterada, é possível a obtenção da Equação 5.15, que representa a equação geral para expressar a variação da oferta termelétrica de um dado empreendimento decorrente de alterações em suas características de projeto:

$$ET_{l_0,s} \cong Inf_{l_0,s} + (Disp_{l_0,s} - Inf_{l_0,s}) \cdot \psi_s\,(\xi_{lo}) \qquad (5.12)$$

$$ET_{l_1,s} \cong Inf_{l_1,s} + (Disp_{l_1,s} - Inf_{l_1,s}) \cdot \psi_s\,(\xi_{l1}) \qquad (5.13)$$

$$\Delta ET_{l,s} \cong ET_{l_1,s} - ET_{l_0,s} \qquad (5.14)$$

$$\Delta ET_{l,s} \cong [Inf_{l_1,s} + (Disp_{l_1,s} - Inf_{l_1,s}) \cdot \psi_s\,(\xi_{l1})] - [Inf_{l_1,s} + (Disp_{l_1,s} - Inf_{l_1,s}) \cdot \psi_s\,(\xi_{l_1})]$$

$$\Delta ET_{l,s} \cong (Inf_{l_1,s} - Inf_{l_0,s}) + (Disp_{l_1,s} - Inf_{l_1,s}) \cdot \psi_s\,(\xi_{l1}) - (Disp_{l_0,s} - Inf_{l_0,s}) \cdot \psi_s\,(\xi_{l_0}) \qquad (5.15)$$

Convém destacar que alterações nos índices de indisponibilidades e no fator de capacidade máximo da termelétrica ensejarão novos valores de disponibilidade máxima, sendo possível modelar os impactos decorrentes dessas alterações na oferta energética a partir das equações 5.15.

A abordagem algébrica para a estimativa de garantias físicas apresenta importantes atributos: tornar mais didático a compreensão acerca da sensibilidade da oferta energética de uma termelétrica em relação às variações de parâmetros técnicos, além de fornecer subsídios interessantes aos estudos para concepção de metodologias de revisão de garantias físicas.

Conforme já comentado em seções anteriores, no Brasil, as termelétricas são majoritariamente contratadas na modalidade disponibilidade, o que implica que as oscilações do preço do combustível no mercado internacional são assumidas pelos consumidores. O investimento necessário para a instalação da central, por sua vez, é remunerado mediante a receita fixa.

Após o leilão, os vencedores possuem uma previsão concreta de fluxo de caixa e geralmente adquirem maior poder de barganha junto aos fabricantes de equipamentos. Aquilo, que em período anterior ao leilão era apenas um “protocolo de intenções”, torna-se uma possibilidade real de negócio. Portanto, é razoável que os empreendedores aceitem adaptar seus projetos às linhas de produtos de determinado fabricante em troca de custos menores. Trata-se do mercado buscando eficiência. Um comportamento que não deve ser cerceado. Logo, o uso da Equação 5.15 poderia ser um método eficiente para revisar as garantias físicas de empreendimentos em decorrência de pequenas alterações de projeto.

Cabe lembrar que a Equação 5.15 resulta apenas na variação da oferta termelétrica. Assim, para estimar a nova garantia física, a variação (negativa ou positiva) deve ser adicionada algebricamente à garantia física calculada para o empreendimento original.

De modo a contribuir ainda mais para o entendimento de que como as mudanças de parâmetros afetam as garantias físicas, a partir da Equação 5.15, são obtidas equações mais sintéticas que explicam como mudanças específicas de projeto impactam a oferta termelétrica dos empreendimentos.

5.3.1 Alteração de capacidade instalada

Considerando mera alteração de capacidade instalada, sem modificação de nenhum outro parâmetro, tem-se que:

$$Inf_{l_0,s} \;\; Inf_{l_1,s} = \qquad (5.16)$$

$$\psi_s\,(\xi_{l_0}) = \psi_s\,(\xi_{l_1}) \qquad (5.17)$$

Nesse caso, a equação 5.15 pode ser simplificada como segue:

$$\Delta ET_{l,s} \cong (Inf_{l_1,s} - Inf_{l_0,s}) + (Disp_{l_1,s} - Inf_{l_1,s}) \cdot \psi_s\,(\xi_{l1}) - (Disp_{l_0,s} - Inf_{l_0,s}) \cdot \psi_s\,(\xi_{l_0})$$
$$\Delta ET_{l,s} \cong 0 + (Disp_{l_1,s} - Inf_{l_0,s}) \cdot \psi_s\,(\xi_{l0}) - (Disp_{l_0,s} - Inf_{l_0,s}) \cdot \psi_s\,(\xi_{l_0})$$
$$\Delta ET_{l,s} \cong [(Disp_{l_1,s} - Inf_{l_0,s}) - (Disp_{l_0,s} - Inf_{l_0,s})] \cdot \psi_s\,(\xi_{l_0})$$
$$\Delta ET_{l,s} \cong [Disp_{l_1,s} - Inf_{l_0,s} - Disp_{l_0,s} + Inf_{l_0,s}] \cdot \psi_s\,(\xi_{l_0})$$
$$\Delta ET_{l,s} \cong [Disp_{l_1,s} - Disp_{l_0,s} + 0] \cdot \psi_s\,(\xi_{l_0})$$
$$\Delta ET_{l,s} \cong [Disp_{l_1,s} - Disp_{l_0,s}] \cdot \psi_s\,(\xi_{l_0})$$
$$\Delta ET_{l,s} \cong \Delta Disp_{l,s} \cdot \psi_s\,(\xi_{l_0})$$

(5.18)

Sendo:

$\Delta Disp_{l,s}$ - variação da disponibilidade máxima da termelétrica *l*, do subsistema *s*, em MWmédios.

Considerando ainda a premissa de que as indisponibilidades, forçadas e programadas, e o fator de capacidade máximo não se alteram, tem-se que:

$$\Delta Disp_{l,s} = \Delta Pot_{l,s} \cdot FC_{máx} \cdot (1 - TEIF) \cdot (1 - IP)$$

Então:

$$\Delta ET_{l,s} \cong \Delta Pot_{l,s} \cdot FC_{máx} \cdot (1 - TEIF) \cdot (1 - IP) \cdot \psi_s\,(\xi_{l_0}) \qquad (5.19)$$

Conforme a Equação 5.19, a variação da oferta termelétrica é proporcional à variação da potência instalada. Destaca-se que a variação na oferta termelétrica resultante das alterações da capacidade instalada é idêntica à oferta energética de uma termelétrica com potência instalada ΔPot e demais parâmetros idênticos aos da termelétrica l.

5.3.2 Considerando apenas alteração no custo variável unitário

A alteração do CVU de termelétricas pode decorrer de modificações nos contratos de fornecimento de combustíveis, da mudança do combustível ou ainda da aquisição de equipamentos mais eficientes. Nessas situações, são válidas as seguintes premissas:

$$Inf_{l_0,s} = Inf_{l_1,s} \quad (5.20)$$

$$Disp_{l_0,s} = Disp_{l_1,s} \quad (5.21)$$

Substituindo as Equações 5.20 e 5.21 na Equação 5.15:

$$\Delta ET_{l,s} \cong (Inf_{l_1,s} - Inf_{l_0,s}) + (Disp_{l_1,s} - Inf_{l_1,s}) \cdot \psi_s(\xi_{l1}) - (Disp_{l_0,s} - Inf_{l_0,s}) \cdot \psi_s(\xi_{l_0})$$

$$\Delta ET_{l,s} \cong (0) + (Disp_{l_0,s} - Inf_{l_0,s}) \cdot \psi_s(\xi_{l1}) - (Disp_{l_0,s} - Inf_{l_0,s}) \cdot \psi_s(\xi_{l_0})$$

$$\Delta ET_{l,s} \cong (Disp_{l_0,s} - Inf_{l_0,s}) \cdot [\psi_s(\xi_{l1}) - \psi_s(\xi_{l0})] \quad (5.22)$$

Logo, conforme a Equação 5.22 indica, a mudança de CVU impacta apenas a parcela flexível da termelétrica, a qual sofrerá incremento ou redução em decorrência, respectivamente, da redução ou do aumento do CVU.

5.4 UMA PROPOSTA PARA SIMPLIFICAR PROCESSO DE DEFINIÇÃO DAS GARANTIAS FÍSICAS

Atualmente, os resultados dos cálculos das garantias físicas dos empreendimentos de geração são divulgados previamente aos leilões de energia nova e resultam de um complexo cálculo realizado pela EPE. A partir das análises realizadas neste capítulo, propõe-se uma simplificação nesse processo, cujo objetivo é torná-lo mais transparente e isonômico.

Conforme discutido neste capítulo, a configuração sistêmica afeta o cálculo da garantia física dos empreendimentos de geração. Mostrou-se que, apesar da complexidade do tema, uma vez conhecidos o operador θ e o funcional para a definição dos fatores de internalização de uma configuração hidrotérmica de referência, é possível predizer com relativa acurácia a garantia física de empreendimentos que venham a ser inseridos nesse sistema. Contudo, a definição do operador e do funcional requer que uma configuração hidrotérmica seja adotada como base.

Periodicamente, o Governo Federal divulga uma projeção futura do parque gerador por intermédio dos PDEs. Logo, a partir daí, é possível construir uma configuração hidrotérmica para ser adotada como base, e, consequentemente, definir o operador θ e o funcional para a definição dos fatores de internalização associados. Assim, o cálculo da garantia física poderia ser realizado de modo direto pelos agentes, a partir de regras algébricas simples e simulações de baixo custo computacional realizadas pelo MSUI ou pelo Suishi.

Nessa situação, a função da EPE seria a de calcular o operador θ e o funcional para a definição dos fatores de internalização, os quais seriam posteriormente homologados pelo MME. Seria possível ainda, que tais expressões algébricas passassem a integrar seção específica dos PDEs.

Não há dúvidas que a proposta simplificaria o processo de definição das garantias físicas e diminuiria a assimetria de informação entre o Governo e os empreendedores interessados. Adicionalmente, todos os agentes estariam submetidos às mesmas regras algébricas, o que não necessariamente ocorre com as regras vigentes, conforme discutido na Seção 4.1. Contudo, são necessários estudos adicionais para avaliar os impactos decorrentes da adoção desse procedimento simplificado.

5.5 UM EXEMPLO DE AVALIAÇÃO DO EQUILÍBRIO ESTRUTURAL DO PARQUE HIDROTÉRMICO BRASILEIRO

Conforme já comentado, os anos de 2013 e 2014 foram marcados por tensão no setor elétrico. A ocorrência de hidrologias desfavoráveis e o atraso de obras resultaram um baixo nível de armazenamento nos reservatórios e a alta do PLD em todos os submercados. Na imprensa, eram recorrentes especulações acerca da probabilidade da ocorrência de racionamento de energia. Nesse contexto de tensão e incertezas, o tema **equilíbrio estrutural** aparecia recorrentemente nas discussões.

De um lado, especialistas afirmavam que, dentre outros fatores, o sistema elétrico brasileiro estava em um situação de desequilíbrio estrutural, causado pelo atraso de obras de geração e transmissão. No outro lado, o CMSE alegava cabalmente que o sistema encontrava-se não apenas em equilíbrio estrutural, mas com significativas sobras estruturais de oferta e que a situação desfavorável decorria de uma hidrologia muito abaixo da média.

Em termos numéricos, enquanto o CMSE afirmava que havia um superávit de oferta estrutural de 9% – que correspondia a um excedente de oferta de 6.200 MWmédios em relação à carga de energia de 66,6 GWmédios – [124], uma empresa de consultoria independente divulgou relatório afirmando que a oferta estrutural estaria praticamente coincidindo com a carga de energia prevista para o ano de 2014 (66,6 GWmédios) [125].

A divergência decorreu da adoção de critérios diferentes para o cálculo da oferta estrutural. Enquanto a empresa de consultoria independente adotou os critérios vigentes

de risco e de economicidade, o CMSE calculou a oferta estrutural apenas com base no critério de risco, ignorando os custos marginais de operação resultantes. Em outros termos, enquanto a empresa de consultoria adotou o critério vigente estabelecido na Resolução nº 9, de 2008, do CNPE, o CMSE adotou o critério anterior, definido na Resolução nº 1, de 2004, do CNPE. Apesar das divergências metodológicas, é fato que os dois estudos concluíam pela ausência de um significativo déficit entre o lastro e a carga de energia do parque gerador.

Um ponto interessante é que nenhum dos dois estudos avaliou a compatibilidade entre a oferta estrutural de energia e o estoque de garantias físicas disponíveis para a comercialização. Assim, tais estudos não permitem avaliar completamente o equilíbrio estrutural. Afinal, o equilíbrio estrutural também depende de haver disponível no mercado apenas garantias físicas com respaldo físico. Caso contrário, é possível a comercialização de lastro de energia não existente.

As simulações energéticas realizadas para a obtenção dos resultados apresentados no Capítulo 5 deste trabalho permitem avaliar a compatibilidade entre as garantias físicas e o lastro de energia das usinas do sistema hidrotérmico. Para tanto, é necessário realizar o cruzamento entre as garantias físicas dos empreendimentos em operação (fixadas em atos administrativos) e a respectiva oferta de energia calculada com base na metodologia vigente (detalhada neste capítulo) em um determinado momento.

O cálculo da oferta energética dos empreendimentos foi realizada a partir da configuração hidrotérmica de referência utilizada nos estudos de que trata a Seção 5.1.1. Trata-se da configuração hidrotérmica de referência do Leilão de Energia Nova A-5 de 2014, realizado em 28 de novembro de 2014.

Apesar de o cálculo da oferta energética ter sido realizada considerando todos os empreendimentos constantes da referida configuração, o comparativo entre garantias físicas vigentes e lastro de energia só foi realizado para os empreendimentos que já se encontravam em operação comercial na data de realização do leilão. Adicionalmente, foram também desconsiderados do comparativo aqueles empreendimentos que não dispunham, à época, de garantia física de energia definida em ato administrativo tendo em vista que, se não há garantia física fixada, não há diferença entre garantia física e oferta energética a ser avaliada.

As garantias físicas vigentes em novembro de 2014 dos empreendimentos contidos na configuração hidrotérmica de referência, bem como a lista daqueles que já se encontravam em operação comercial naquele momento foram obtidas a partir de pesquisas efetuadas nas bases de dados disponibilizadas pela Aneel [126;127] e em relatórios da CCEE [128]. Os dados obtidos nessa pesquisa bem como os resultados das simulações energéticas estão apresentados no Anexo E.

Cabe a ressalva de que alguns dos empreendimentos tiveram suas garantias físicas alteradas posteriormente à montagem da configuração hidrotérmica de referência do Leilão

A-5 de 2014. Logo, é possível que o leitor encontre valores de garantias físicas atualmente vigentes diferentes daqueles descritos no Anexo E.

Cabe um destaque para a coluna cujo título é "oferta energética". Esse valor indica a garantia física que o empreendimento teria caso houvesse um recálculo geral das garantias físicas cuja configuração hidrotérmica de referência fosse a mesma do Leilão A-5 de 2014. Para as termelétricas, esse valor corresponde à respectiva oferta de energia definida pela Equação 4.6. No caso das hidrelétricas, corresponde ao produto entre a energia firme da usina e o operador linear definido na Seção 5.1. Por consequência, o eventual benefício indireto de uma hidrelétrica aparecerá diluído nas ofertas das demais usinas da mesma cascata.

Os resultados agregados do comparativo entre as garantias físicas e a oferta energética disponível das usinas do sistema hidrotérmico em operação em novembro de 2014 estão apresentados na Tabela 5.2. A oferta energética dos empreendimentos considerados na análise corresponde a 85% da carga crítica da configuração de referência do Leilão de Energia Nova A-5 de 2014 (carga crítica: 70.480 MWmédios), a qual foi calculada a partir dos critérios de risco e de economicidade e com a consideração do mecanismo de aversão ao risco CVaR. Os 15% restantes da carga crítica referem-se às usinas que não estavam em operação comercial ou que não dispunham de garantia física fixada em ato administrativo na data do leilão. Em termos mais específicos, o conjunto de hidrelétricas consideradas na análise corresponde a 88% da bloco hidráulico da configuração, enquanto o conjunto de termelétricas consideradas corresponde a 72% do bloco térmico da configuração.

Tabela 5.2 – Comparativo entre a oferta energética do SIN para a configuração hidrotérmica de referência utilizada nos estudos de que trata a Seção 5.1.1 e o estoque de garantias físicas disponível para comercialização em novembro de 2014. Elaborada pelo autor.

Conjunto de usinas	Garantia física (MWmédios)	Oferta de energia (MWmédios)	Diferença (MWmédios)	Diferença (% da oferta de energia)
Hidrelétricas	50.928,10	49.696,08	- 1.232.02	– 2,48
Termelétricas	14.267,22	9.786,11	- 4.481,11	– 45,79
Total	65.195,32	59.482,18	- 5.713,14	– 8,86

O comparativo realizado indica que as usinas em operação na data de realização leilão podiam comercializar aproximadamente 9% mais energia do que podiam disponibilizar estruturalmente ao sistema. Em termos absolutos, o parque hidrotérmico poderia comercializar até 5,7 GWmédios a mais do que podia ofertar estruturalmente.

Dado que as configurações de referência consideram que todos os empreendimentos estão completamente implementados e que, na data de realização do leilão, alguns empreendimentos ainda não estavam completamente motorizados, o valor real da diferença entre estoque de garantia física e oferta estrutural pode divergir um pouco do montante apurado. Contudo, a ordem de grandeza da diferença não deve ser afetada.

Por fim, é notável o fato de que o descompasso entre a oferta e o estoque de certificados era majoritariamente causado pelas termelétricas, as quais podiam comercializar 46% mais energia do que de fato ofertavam estruturalmente ao sistema. As hidrelétricas, por sua vez, podiam comercializar 2,5% mais energia do que de fato disponibilizavam. Em épocas de escassez hidrológica, as hidrelétricas tem incentivos para comercializar menos energia tendo em vista que o MRE fornece cobertura limitada. Por outro lado, no caso das termelétricas, esse incentivo para diminuir o nível de contratação não está presente.

CONCLUSÃO

A manutenção da segurança do suprimento em ambientes não estatais é um tema complexo e demanda algum nível de regulação por parte das autoridades governamentais. Em decorrência da expansão das fontes de geração intermitentes, em diversos países, ressurge debates acerca da necessidade de implementação de desenhos de mercado mais intervencionistas sob a justificativa de garantir a expansão futura de seus sistemas elétricos. Consequentemente, é justificável a preocupação dos especialistas da área em definir os limites dessa intervenção de modo a não provocar distorções desnecessárias nos mercados de energia elétrica.

O desenho de mercado de um sistema elétrico deve ser adequado ao produto escasso desse sistema. Afinal, se um produto não é escasso, não possui valor econômico. No Brasil, o produto escasso é a energia, de modo que o bem transacionado no mercado são frações do lastro de energia do sistema, representadas pelas garantias físicas de energia dos empreendimentos de geração.

A garantia física reflete uma parcela do lastro de energia do sistema que é atribuída para um determinado empreendimento, aferida em um momento específico. É um parâmetro que depende das características próprias do empreendimento, da configuração hidrotérmica na qual está inserido, além dos critérios de risco e economicidade definidos pelo planejador.

Conforme a metodologia vigente, a garantia física não coincide com a esperança de geração de um empreendimento, nem com o incremento de oferta que o empreendimento disponibiliza ao sistema. De fato, apesar da nomenclatura, a garantia física não é um parâmetro físico apenas, mas sim um parâmetro que contém vieses físico e econômico. Adicionalmente, os parâmetros de planejamento adotados podem afetar consideravelmente a oferta estrutural de energia dos empreendimentos. Portanto, o fato de a garantia física de um empreendimento de geração não coincidir com a sua produção média não constitui motivação suficiente para efetivar sua revisão. De fato, a metodologia vigente não adota como premissa que a garantia física de uma usina coincida com sua esperança de geração.

Uma das justificativas do modelo setorial brasileiro vigente é a necessidade de dar previsibilidade às receitas futuras dos geradores, de modo a permitir a celebração de contratos de comercialização de energia de longo prazo e, consequentemente, viabilizar o financiamento dos empreendimentos na modalidade *project finance*. Por essa razão, pode ser enquadrado como um mercado de pagamentos por capacidade, no qual, a garantia do suprimento não depende apenas da interações entre a oferta e a demanda do mercado mas de intervenções estatais que asseguram a expansão do parque gerador.

O equilíbrio estrutural do mercado de energia brasileiro requer a compatibilidade entre o estoque de garantias físicas e o lastro de energia do sistema. O modo como esse lastro está distribuído entre os agentes de geração apresenta importância secundária.

Ademais, o Governo Federal vem adotando os leilões de reserva para restaurar o equilíbrio estrutural do sistema. Somando-se esses fatos com a premissa de que é necessário conferir uma receita estável aos geradores, fica evidente que mecanismos de revisões periódicas de garantias físicas devem ser desenhados com cautela e podem ser fontes de conflitos entre os agentes.

Em prol da eficiência, agentes que invistam em melhorias de suas centrais geradoras devem ter uma compensação econômica sob a forma de incrementos das respectivas garantias físicas. Agentes que não cumprem requisitos contratuais e regulatórios devem ter redução proporcional de seus certificados. Por outro lado, qual a razão de conceder aumento de garantia física para empreendimentos que não promoveram melhorias? Por que reduzir a garantia física de um empreendimento que cumpre seus requisitos contratuais e ainda se encontra no período de amortização dos investimentos? Portanto, na hipótese da implementação de revisões ordinárias, critérios de exclusão de revisão devem ser criados de forma a proteger agentes que cumpram integralmente suas obrigações contratuais, além de evitar que empreendimentos que não investiram em melhorias se beneficiem do processo.

De fato, considerando as premissas do modelo brasileiro, o vencimento dos contratos de longo prazo, celebrados a partir dos leilões de energia nova, é o momento adequado para revisar a garantia física de uma central geradora. Uma vez amortizados os investimentos necessários para a implementação de um empreendimento, não há razão para não submetê-lo ao processo de revisão periódica.

Os leilões de reserva são medidas fortemente intervencionistas e devem ser evitados. No período recente, têm sido realizados com o objetivo de restaurar o equilíbrio estrutural do sistema. Ocorre que os instrumentos oficiais de planejamento não detalham o montante de contratação adicional necessária para restaurar o equilíbrio estrutural. Com o objetivo de dar mais transparência a esse processo, sugere-se que os estudos oficiais incorporem análises que quantifiquem a real necessidade de reposição do lastro de energia do sistema.

Ademais, tendo em vista que a reposição de lastro perdido em decorrência da mera evolução do sistema elétrico é arcada pelos consumidores ao custearem a contratação da energia de reserva, é razoável que, caso essa evolução implique sobras de lastro, estas sejam revertidas aos consumidores sob a forma de uma reserva sistêmica e não distribuídas aos agentes geradores por meio de processos de revisão ordinária. É uma questão de reciprocidade.

A operação das termelétricas com custo variável não nulo requer especial atenção. Pelo fato de que normalmente não estão acionadas, é difícil aferir na prática a real disponibilidade desses empreendimentos para o SIN. Contudo, uma premissa simples deve ser incorporada na regulação: para fins de garantia da segurança do suprimento, uma termelétrica, se acionada por determinação do operador do sistema, ou deve disponibilizar

em seus bornes uma potência média equivalente ao produto entre a sua potência instalada e o seu fator de capacidade máximo declarado, ou deve declarar indisponibilidade parcial ou total.

O caráter eventual do acionamento também pode mascarar a real disponibilidade de combustível para o suprimento das termelétricas. Logo, sugere-se que estudos específicos sejam conduzidos de modo a avaliar se haveria de fato disponibilidade de combustível e de recursos logísticos necessários na hipótese de acionamento pleno do parque termelétrico em um período de uso intenso da capacidade instalada da indústria. Tais estudos serviriam de insumo também para reavaliar a capacidade individual de tancagem exigida de cada empreendimento.

As pequenas usinas têm suas garantias físicas calculadas apenas com base na própria esperança de geração, sem considerar seus potenciais de complementação com o parque hidrotérmico. Devido ao crescimento considerável dessas fontes no sistema brasileiro, com especial destaque para as centrais eólicas, o bloco de geração desse grupo começa a ser significativo e a interferir na otimização do parque gerador hidrotérmico. Trata-se de um fenômeno que merece imediata investigação e avaliação de seus impactos nas metodologias vigentes. Conforme informações do Plano Decenal de Expansão de Energia 2024, atualmente a oferta energética das pequenas usinas representam 13% da carga de energia do SIN, com previsão de atingir 20% em 2024. É, portanto, um conjunto não mais desprezível e que deve ter sua sinergia operativa com o parque hidrotérmico representada nas metodologias e nos modelos computacionais oficiais. Trata-se de medida essencial para promover a competitividade das fontes que de fato apresentam complementaridade com o parque hidrelétrico.

Embora o cálculo das garantias físicas envolva um procedimento complexo, é possível a construção de simples modelos que predizem com acurácia o valor da garantia física de novos empreendimentos. Além de facilitar análises financeiras por parte dos investidores, tais regras algébricas poderiam simplificar consideravelmente a sistemática para a determinação das garantias físicas e para as revisões de garantia física decorrentes de alterações de características técnicas dos empreendimentos.

Apresentadas as conclusões, resta apresentar propostas de temas para estudos futuros.

Conforme resultados apresentados neste trabalho, a inserção das grandes hidrelétricas a fio d´água faz com que o parque hidrelétrico apresente produção mínima muito inferior à sua energia firme na ocorrência de um período crítico, descaracterizando o significado original de suprimento firme, cunhado ainda no Século XIX. Logo, é necessário reavaliar se a utilização da energia firme como ponderador para o rateio do bloco hidráulico ainda é adequada e quais seriam os impactos da substituição do critério atual de rateio do bloco hidráulico por um critério que considerasse o valor econômico da energia produzida pelas hidrelétricas.

Continuando, deve-se proceder uma profunda avaliação de impacto regulatório acerca da implementação de um procedimento expedito para o cálculo das garantias físicas de energia dos novos empreendimentos. O método vigente é demasiado complexo e não oferece vantagens em relação ao método simplificado discutido neste trabalho.

Devido às grandes hidrelétricas a fio d'água e produção fortemente sazonal, é possível que o sistema elétrico brasileiro passe a apresentar restrições distintas nos períodos seco e úmido. Lembra-se que o parque hidrelétrico brasileiro já apresenta indícios de que disporia de considerável montante de energia secundária mesmo no fim de um eventual período crítico. Desse modo, estudos devem ser conduzidos para avaliar os benefícios decorrentes da postergação da construção de novas hidrelétricas a fio d'água ou se uma expansão das pequenas usinas que de fato dispõem de complementaridade com o parque hidrotérmico seria capaz de amenizar tal fenômeno.

No longo prazo, os desafios são maiores. A expansão das fontes alternativas e das grandes hidrelétricas a fio d'água mudará significativamente o modo de operação do sistema elétrico brasileiro. O sistema que tradicionalmente apresenta escassez de energia e dispõe de capacidade de alocação da geração na curva de carga passará a apresentar escassez de potência. Nesse contexto, tendo como ponto de partida os instrumentos de planejamento, é necessário tentar antever como os impactos dessa mudança podem ser mitigados.

O setor elétrico brasileiro atual foi construído a partir de um modelo integralmente estatal. Como consequência, diversas características intervencionistas foram mantidas mesmo após a tentativa de uma ampla abertura do setor ao capital privado na década de 1990. Nesse sentido, é necessário reavaliar profundamente, dentre outros aspectos, quais os mecanismos intervencionistas que ainda são de fato necessários, quais são as razões que impedem uma expansão mais significativa da livre comercialização de energia e quais os fatores impedem que o preço da energia seja mais competitivo. A busca por uma estrutura de mercado que promova a eficiência operacional mas que garanta a segurança com a expansão adequada no longo-prazo são temas de destaque atualmente. Com a rápida evolução da tecnologia onde a participação dos agentes se torna direta e o desenvolvimento de mercados futuros tendem a quebrar paradigmas intervencionistas, há uma ampla margem para que os agentes definam que tipo de sistema se deseja para o futuro. Espera-se que as análises registradas neste trabalho contribuam para tão complexa tarefa.

REFERÊNCIAS

1. BATLLE, C.; RODILLA, P. A critical assessment of the different approaches aimed to secure eletricity generation supply. **Energy policy**, v. 38, p. 7169-7179, nov. 2010.

2. BENEDETTINI, S. **PJM and ISO-NE forward capacity markets**: a critical assessment. [Milão]: Center for Research on Energy and Environmental Economics and Policy at Bocconi University, 2013. (Research Report n. 12).

3. BRASIL. Lei n. 10.848, de 15 de março de 2004. Dispõe sobre a comercialização de energia elétrica [...]. **Portal da legislação**. Brasília: Presidência da República. Disponível em: < http://www4.planalto.gov.br/legislacao>. Acesso em: 1º mar. 2015.

4. DOORMAN, G.L. **Peaking capacity in restructured power systems**. Tese (Doutorado em Engenharia) - Norwegian University of Science and Technology.Trondheim. nov. 2000. p. 12-17.

5. LÓPEZ-PEÑA, A. CENTENO, E.; BARQUÍN, J. **Long term issues to be addressed by regulators in liberalized electricity systems**: generation adequacy and indicative planning. Justifications, available mechanism, and a simulation study on some concrete policies. San Domenico di Fiesole: Robert Schumam Centre for Advanced Studies, 2009.

6. PÉREZ-ARRIAGA, I.J. **Long term reliability of generation in competitive wholesale markets:** a critical review of issues and alternative options. Madrid: Instituto de Investigación Tecnológica, 2001. (IIT-00-098IT)

7. UNIÃO EUROPEIA. Directiva 2005/89/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 18 de janeiro de 2006. Relativa a medidas destinadas a garantir a segurança do fornecimento de eletricidade e o investimento em infra-estruturas. **EUR-Lex**. Disponível em: < http://eur-lex.europa.eu/homepage.html>. Acesso em: 15 abr. 2014. (32005L0089)

8. UNIÃO EUROPEIA. Directiva 2009/72/CE do Parlamento Europeu e do Conselho, de 13 de julho de 2009. Estabelece regras comuns para o mercado interno de eletricidade e que revoga da Directiva 2003/54/CE. **EUR-Lex**. Disponível em: < http://eur-lex.europa.eu/homepage.html>. Acesso em: 18 abr. 2014. (32005L0072)

9. UNIÃO EUROPEIA. **Tratados consolidados**. **Carta dos direitos fundamentais. Tratado sobre o funcionamento da União Europeia**. Luxemburgo: Serviço das Publicações da União Europeia, 2010. Disponivel em: <http://europa.eu/pol/pdf/consolidated-treaties_pt.pdf>. Acesso em: 17 abr. 2014.

10. LINKLATERS LLP. **Capacity mechanisms**. Reigniting Europe's energy markets. [Londres]: Linkaters LLP, 2014.

11. EYGM Limited. Capacity markets: Europe's next move. **Utilities unbundled,** n. 18, p. 5-7, fev. 2015.

12. BECKMAN, K. **Utilities should change business model - not count on capacity mechanisms**. Em: <http://www.energypost.eu/iea-utilities-change-business-model-count-capacity-mechanisms/ >. Acesso em: 13 mar. 2015.

13. DE MEULEMEESTER, B. **Capacity payments**: expensive solution for a non-existing problem. Em: <http://www.energypost.eu/capacity-payments-expensive-solution-non-existing-problem/>. Acesso em: 15 mar. 2015.

14. UNITED KINGDOM. DEPARTMENT OF ENERGY & CLIMATE CHANGE. The first ever Capacity Market auction official results have been released today. Em: <https://www.gov.uk/government/news/the-first-ever-capacity-market-auction-official-results -have-been-released-today>. Acesso em: 15 set. 2015.

15. ROBERTS, D.; PORTER, T. **Review of the first GB capacity auction**. [S.l.]: Lane Clark & Peacock LLP, jan. 2015.

16. NATIONAL GRID. **Capacity market user support guide**. Guidance document for capacity market participants. jul. 2014. p.51. Disponível em: <https://www.energy-uk.org.uk/files/docs/Policies/Capacity%20Market/capacity_market _user_support_guide.pdf>. Acesso em: 10 ago 2015.

17. NATIONAL GRID. **Capacity market auction guidelines**. 2015 four year ahead capacity market auction. 2016 transitional auction. jun. 2015. Disponível em: <https://www.emrdeliverybody.com/Capacity%20Markets%20Document%20Library/Auction%20Guidelines%20June%2029%202015_TA.pdf>. Acesso em: 1º out. 2015.

18. COMISIÓN REGIONAL DE INTERCONEXIÓN ELÉCTRICA. ¿Qué es el MER?. Em: <http://crie.org.gt/wp/que-es-el-mer/>. Acesso em: 22 dez 2014.

19. CENTRO NACIONAL DE DESPACHO [Panamá]. Metodología para la determinación de la energía firme de contratos firmes en el MER. Disponível em: <http://www.cnd.com.pa/documentos/energia_firme_mer.pdf>. Acesso em: 15 nov. 2014.

20. COMISIÓN DE REGULACIÓN DE ENERGÍA Y GAS – CREG [Colômbia]. Cargo por Confiabilidad. Esquema regulatorio para asegurar la confiabilidad en el suministro de energía eléctrica en Colombia. Una visión de largo plazo. [S.l.]: CREG. Disponível em: < http://www.creg.gov.co/cxc/index.htm>. Acesso em: 27 mar 2015.

21. BRASIL. Decreto n. 5.163, de 30 de julho de 2004. Regulamenta a comercialização de energia elétrica, o processo de outorga de concessões e de autorizações de geração de energia, e dá outras providências. **Portal da legislação**. Brasília: Presidência da República. Disponível em: < http://www4.planalto.gov.br/legislacao>. Acesso em: 1º out 2015.

22. BRASIL. Lei n. 9.478, de 6 de agosto de 1997. Dispõe sobre a política energética nacional, as atividades relativas ao monopólio do petróleo, institui o Conselho Nacional de Política Energética e a Agência Nacional do Petróleo e dá outras providências. **Portal da legislação**. Brasília: Presidência da República. Disponível em: <http://www4.planalto. gov.br/legislacao>. Acesso em: 4 out 2015.

23. BRASIL. Decreto n. 6.353, de 16 de janeiro de 2008. Regulamenta a contratação de energia de reserva [...].**Portal da legislação**. Brasília: Presidência da República. Disponível em: <http://www4.planalto.gov.br/legislacao>. Acesso em: 4 out 2015.

24. MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA.**Proposta do modelo institucional do setor elétrico**. [Brasília]: Ministério de Minas e Energia, jul. 2003.53p.

25. MINISTÉRIO DE MINAS DE ENERGIA. Portaria n. 42, de 1º de março de 2007. **Sítio eletrônico**. Brasília: Ministério de Minas e Energia. Disponível em: <http://www.mme.gov.br /web/guest/acesso-a-informacao/legislacao>.Acesso em: 6 set 2015.

26. KELMAN, J. **Desafios do regulador**. Rio de Janeiro: Synergia: CEE/FGV, 2009.

27. SILVA, E. L. da. **Formação de preços em mercados de energia elétrica**. Porto Alegre: Sagra Luzzatto, 2001

28. D'ARAÚJO, R. P. **Setor elétrico brasileiro**: uma aventura mercantil. Brasília: Confea, 2009. 300 p. Disponível em: <http://www.confea.org.br/media/Livro_Setor_Eletrico.pdf>

29. CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. **Regras de comercialização**. Mecanismos de Realocação de Energia Modulo. v. 2013.1.0.

30. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução n. 409, de 10 de agosto de 2010. **Biblioteca virtual**. Brasília: Agência Nacional de Energia Elétrica. Disponível em: < http://biblioteca.aneel.gov.br/index.html>. Acesso em: 1º ago 2015.

31. HYDROLAB ENGENHARIA E CONSULTORIA. Características da produção de energia elétrica. mai. 2005. v. 1.1.

32. FORTUNATO, L. A. M. *et al.* **Introdução ao planejamento da expansão e operação de sistemas de produção de energia elétrica**. Niterói: Universidade Federal Fluminense, EDUFF,1990.

33. VENTURA FILHO, A.; ALBUQUERQUE, J.C.R.; ROSENBLATT, J. A complementação térmica no sistema gerador brasileiro predominantemente hidroelétrico – conceituação, economicidade, dimensionamento e adequação. In: IX Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, 1987, Belo Horizonte. **Anais**...(Grupo VII – Planejamento de Sistemas Elétricos)

34. UNIVERSIDADE FEDERAL DE SANTA CATARINA; CENTRO DE PESQUISAS DE ENERGIA ELÉTRICA. Curso de planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos. **Processo de estabelecimento do preço MAE**. Nov. 1999. 98 p.

35. MINISTÉRIO DE MINAS DE ENERGIA. Portaria n. 150, de 10 de maio de 1999. **Sítio eletrônico**. Brasília: Ministério de Minas e Energia. Disponível em: <http://www.mme.gov.br /web/guest/acesso-a-informacao/legislacao>.Acesso em: 6 set 2015.

36. BRASIL. Lei n. 10.847, de 15 de março de 2004. Autoriza a criação da Empresa de Pesquisa Energética – EPE e dá outras providências. **Portal da legislação**. Brasília: Presidência da República. Disponível em: <http://www4.planalto.gov.br/legislacao>. Acesso em: 23 mar 2015.

37. EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Projeção da demanda de energia elétrica para os próximos 10 anos (2015-2024)**. Rio de Janeiro: EPE, fev. 2015. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/mercado/Paginas/Estudos_27.aspx>. Acesso em: 20 ago. 2015.

38. OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Procedimentos de rede**. Submódulo 20.1 Glossário de termos técnicos. v. 1.0. ago. 2009. Disponível em: < http://www.ons.org.br/procedimentos/index.aspx>. Acesso em: 13 mar. 2014.

39. GRUPO COORDENADOR DO PLANEJAMENTO DOS SISTEMAS ELÉTRICOS; GRUPO COORDENADOR PARA A OPERAÇÃO INTERLIGADA. Subgrupo Misto GCPS-GCOI para estudos de critérios de atendimento. **Determinação das energias garantidas para custos de d**éficit **pré-fixados** (Atividade 5). [Rio de Janeiro]: Furnas Centrais Elétricas S.A., maio 1984.

40. HYDROLAB ENGENHARIA E CONSULTORIA. Cadeia de coordenação hidrotérmica da operação. mai. 2005. v. 1.0.

41. GRUPO COORDENADOR DO PLANEJAMENTO DOS SISTEMAS ELÉTRICOS; GRUPO COORDENADOR PARA A OPERAÇÃO INTERLIGADA. Subgrupo Misto GCPS-GCOI para estudos de critérios de suprimento. **Avaliação do critério tradicional de energia** - Atividade 1. [S.l.]: Sub-grupo misto GCPS-GCOI, nov. 1984.

42. BRASIL. Lei n. 9.984, de 17 de julho de 2000. Dispõe sobre a criação da Agência Nacional de Águas – ANA, entidade federal de implementação da Política Nacional de Recursos Hídricos e de coordenação do Sistema Nacional de Gerenciamento de Recursos Hídricos, e dá outras providências. **Portal da legislação**. Brasília: Presidência da República. Disponível em: <http://www4.planalto.gov.br/legislacao>. Acesso em: 23 mar 2015.

43. BRASIL. Constituição (1988). **Constituição da República Federativa do Brasil**: Texto Constitucional promulgado em 5 de outubro de 1988, com as alterações adotadas pelas emendas constitucionais nºˢ 1/92 a 70/2012, pelo Decreto Legislativo nº 186/2008 e pelas Emendas Constitucionais de Revisão nºˢ 1 a 6/94. Brasília: Senado Federal, 2012.

44. BRASIL. Lei n. 9.433, de 8 de janeiro de 1997. Institui a Política Nacional de Recursos Hídricos, cria o Sistema Nacional de Gerenciamento de Recursos Hídricos [...]. **Portal da legislação**. Brasília: Presidência da República. Disponível em: <http://www4.planalto. gov.br/legislacao>. Acesso em: 23 mar 2015.

45. AGÊNCIA NACIONAL DE ÁGUAS. **Nota Técnica n. 100/2006/GEREF/SOF-ANA**, de 14 de novembro de 2006. Reserva de disponibilidade hídrica para os aproveitamentos hidrelétricos Santo Antônio e Jirau, localizados no rio Madeira. Brasília: ANA, nov. 2006. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/arquivos/PDF/NT_DHMadeira.pdf> Acesso em: 8 mar 2012.

46. OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Inventário das restrições operativas hidráulicas dos aproveitamentos hidrelétricos**. Rio de Janeiro: ONS, 2015. Disponível em: < http://www.ons.org.br/download/operacao/hidrologia/Inventariodas RestricoesHidraulicas-Revisao1_2015.pdf>. Acesso em: 25 jun 2015.

47. OPERADOR NACIONAL DO SISTEMA ELÉTRICO. **Plano anual de prevenção de cheias**: ciclo 2015/2015. Rio de Janeiro: ONS, ago. 2015. Disponível em: < http://www.ons.org.br/operacao/relatorio_anual_ cheias.aspx>. Acesso em: 25 jun 2015.

48. EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Projeção da demanda de energia elétrica para os próximos 10 anos (2015-2024)**. Rio de Janeiro: EPE, fev. 2015. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/mercado/Paginas/Estudos_27.aspx>. Acesso em: 20 ago. 2015.

49. MINISTÉRIO DE MINAS DE ENERGIA. Portaria n. 21, de 18 de janeiro de 2008. **Sítio eletrônico**. Brasília: Ministério de Minas e Energia. Disponível em:<http://www.mme.gov.br/ web/guest/acesso-a-informacao/legislacao>.Acesso em: 6 mar 2015.

50. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução Normativa n. 282, de 1º de outubro de 2007. Estabelece princípios operativos para usinas termelétricas que utilizam como combustível o gás natural proveniente de regaseificação do Gás Natural Liquefeito – GNL. **Biblioteca Virtual**. Brasília: Agência Nacional de Energia Elétrica. Disponível em: < http://biblioteca.aneel.gov.br/index.html>. Acesso em: 1º mar 2014.

51. GRAINGER, J. J.; STEVENSON JR., W.D. Economic operations of power systems In:_____. **Power systems analysis**. Nova Iorque: McGraw-Hill, 1994. p. 531–590.

52. MINISTÉRIO DE MINAS DE ENERGIA. Portaria n. 46, de 9 de março de 2007. **Sítio eletrônico**. Brasília: Ministério de Minas e Energia. Disponível em: <http://www.mme. gov.br/web/guest/acesso-a-informacao/legislacao>. Acesso em: 6 set 2015.

53. CENTRAIS ELÉTRICAS BRASILEIRAS. **Plano nacional de energia elétrica 1993-2015**: Volume II, Estudos Básicos. Rio de Janeiro: Eletrobras, 1994.

54. GRUPO COORDENADOR DO PLANEJAMENTO DOS SISTEMAS ELÉTRICOS. Comitê Técnico de estudos energéticos. **Critérios gerais de atendimento**. [S.l.]: GCPS, nov. 1982.

55. MINISTÉRIO DE MINAS DE ENERGIA. Portaria n. 258, de 28 de julho de 2008. **Sítio eletrônico**. Brasília: Ministério de Minas e Energia. Disponível em:<http://www.mme.gov.br /web/guest/acesso-a-informacao/legislacao>.Acesso em: 20 set 2015.

56. MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. Revisão dos valores de referência de indisponibilidade forçada - TEIF e programada - IP de usinas hidrelétricas. Brasília: Ministério de Minas e Energia, 30 abr. 2015. revisão 1. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/web/guest/publicacoes-e-indicadores>. Acesso em: 15 set. 2015.

57. MINISTÉRIO DE MINAS DE ENERGIA. Portaria n. 248, de 2 de junho de 2015. **Sítio eletrônico**. Brasília: Ministério de Minas e Energia. Disponível em: <http://www.mme.gov.br /web/guest/acesso-a-informacao/legislacao>.Acesso em: 1º out 2015.

58. EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Estudos para a licitação da expansão da geração.** Garantia física do empreendimento hidrelétrico Santo Antônio no rio Madeira - Leilão de Energia Nova 2007. [Rio de Janeiro]: EPE, out. 2007. Disponível em: <http://www.epe.gov.br>. Acesso em: 13 dez 2013. (EPE-DEE-RE-117-2007-r1).

59. EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Estudos para a licitação da expansão da geração.** Cálculo da garantia física da UHE Jirau no rio Madeira. [Rio de Janeiro]: EPE, abr. 2008. Disponível em: <http://www.epe.gov.br>. Acesso em: 13 dez 2013. (EPE-DEE-RE-052-2008-r2).

60. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Nota Técnica nº 118/2003-SEM/ANEEL**. Regulamentação da curva do custo do déficit de energia elétrica e do limite máximo do preço de mercado de curto prazo. [Brasília]: Aneel, nov. 2003. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/aplicacoes/ Audiencia_Publica/audiencia_proton /2003/ ap046/Nota_tecnica_118_2003.pdf>. Acesso em: 12 jan. 2014.

61. EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Atualização do valor do patamar único de custo de déficit - 2015.** [Rio de Janeiro]: EPE, fev. 2015. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/geracao /Paginas/ Estudos_16.aspx>. Acesso em: 13 jun 2015. (EPE-DEE-NT-023-2015-r0).

62. GRUPO COORDENADOR DO PLANEJAMENTO DOS SISTEMAS ELÉTRICOS. Comitê Técnico para Estudos Energéticos. **Parecer Técnico PT-CTEE-01/98:** Metodologia e Critérios para o Planejamento da Expansão da Geração. [S.l.]: GCPS. out. 1998.

63. CÂMARA DE GESTÃO DA CRISE DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução n. 109, de 24 de janeiro de 2002. Estabelece diretrizes e critérios para cálculo do Custo Marginal de Operação - CMO e para a política de operação energética e despacho de geração termelétrica do Programa Mensal de Operação - PMO, bem como para formação de preço no mercado de energia elétrica. **Biblioteca Virtual**. Brasília: Agência Nacional de Energia Elétrica. Disponível em: <http://biblioteca.aneel.gov.br/index.html>. Acesso em: 4 out 2015.

64. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução n. 682, de 23 de dezembro de 2003. Estabelece procedimentos para atualização da curva do Custo do Déficit de energia elétrica e do limite máximo do preço do mercado de curto prazo (PMAE_max), de que trata a Resolução GCE no 109, de 24 de janeiro de 2002. **Biblioteca Virtual**. Brasília: Agência Nacional de Energia Elétrica. Disponível em: <http://biblioteca.aneel.gov.br/ index.html>. Acesso em: 4 out 2015.

65. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução Normativa n. 1.837, de 9 de dezembro de 2014. Homologa os valores da curva do custo do déficit de energia elétrica para 2015. **Biblioteca Virtual**. Brasília: Agência Nacional de Energia Elétrica. Disponível em: < http://biblioteca.aneel.gov.br/ index.html>. Acesso em: 4 out 2015.

66. GREMAUD, A.P.; [et al]. Manual de Economia. 5. ed. São Paulo: Saraiva, 2004.

67. VARIAN, H. R. **Microeconomia**: uma abordagem moderna. Rio de Janeiro: Elsevier, 2012. (Tradução da obra *Intermediate Microeconomics: a modern approach)*

68. ABREU, Y. V. de. Parâmetros Utilizados para Calcular as Tarifas de Energia Elétrica. In: ____. **Reestruturação e privatização do setor elétrico brasileiro (1999).** Madri, 2009. p. 96-106. Disponível em: <http://www.eumed.net/libros/2009a/486/indice.htm> Acesso em: 03 mar. 2012

69. EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Custo marginal de expansão.** Metodologia e cálculo 2015**.** [Rio de Janeiro]: EPE, mar. 2015. Disponível em: <http://www.epe.gov.br/geracao/Documents/NT-EPE-DEE-RE-043-2015-20150302.pdf>. Acesso em: 13 jun 2015. (EPE-DEE-RE-043/2015-r0).

70. CENTRO DE PESQUISAS EM ENERGIA ELÉTRICA. Manual de referência. Modelo newave.

71. CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTRICA. Preços. Disponível em: <http://www.ccee.org.br/portal/faces/oquefazemos_menu_lateral/precos?_adf.ctrl-state= 2rqi6a06u_541&_afrLoop=2970398034698752>. Acesso em: 18 fev. 2015.

72. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução Homologatória n. 1.832, de 25 de novembro de 2014. Homologa os limites mínimo e máximo do Preço de Liquidação de Diferenças – PLD para o ano de 2015. **Biblioteca Virtual**. Brasília: Agência Nacional de Energia Elétrica. Disponível em: <http://biblioteca.aneel.gov.br/index.html>. Acesso em: 3 fev 2015.

73. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Nota Técnica nº 002/2014-ASD-SEM-SRG/ ANEEL**. Limites máximo e mínimo do Preço de Liquidação das Diferenças – PLD. [Brasília]: Aneel, nov. 2014. Disponível em: < http://www2.aneel.gov.br/aplicacoes/ audiencia/arquivo/2014/054/resultado/ nt_002_2014_asd_sem_srg.pdf>. Acesso em: 12 jan. 2015.

74. MINISTÉRIO DE MINAS DE ENERGIA. Portaria n. 564, de 17 de outubro de 2014. **Sítio eletrônico**. Brasília: Ministério de Minas e Energia. Disponível em:<http://www.mme. gov.br/web/guest/acesso-a-informacao/legislacao>. Acesso em: 1º out 2015.

75. MINISTÉRIO DE MINAS DE ENERGIA. Portaria n. 463, de 3 de dezembro de 2009. **Sítio eletrônico**. Brasília: Ministério de Minas e Energia. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/web/guest/acesso-a-informacao/legislacao>. Acesso em: 1º out 2015.

76. MINISTÉRIO DE MINAS DE ENERGIA. Portaria n. 416, de 1º de setembro de 2015. **Sítio eletrônico**. Brasília: Ministério de Minas e Energia. Disponível em :<http://www.mme. gov.br/web/guest/acesso-a-informacao/legislacao>. Acesso em: 1º out 2015.

77. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução Normativa n. 440, de 5 de julho de 2011. Estabelece os critérios para a consideração de usinas não simuladas individualmente nos modelos computacionais de planejamento da operação e formação de preço. **Biblioteca Virtual**. Brasília: Agência Nacional de Energia Elétrica. Disponível em: < http://biblioteca.aneel.gov.br/index.html>. Acesso em: 15 set 2015.

78. KELMAN, J.; KELMAN, R.; PEREIRA, M.V.P. Energia firme de sistemas hidrelétricos e usos múltiplos dos recursos hídricos. **Revista brasileira de recursos h**ídricos, v. 9, n. 1, p. 189-198, jan./mar. 2004.

79. RIPPL, W. Capacity of storage reservoir for water supply. Proceedings of the Institution of Civil Enginners, v. 71, 1883.

80. CENTRAIS ELÉTRICAS BRASILEIRAS. MSUI Modelo de simulação a usinas individualizadas versão 3.2. Manual de Metodologia. [S.l]: Eletrobras, out. 2009.

81. ZAMBELLI, M. de S.; CICOGNA, M. A.; SOARES, S. Planejamento da operação energética baseado em curvas-guia de armazenamento. **Revista brasileira de energia**, v. 12, n. 2, 2006.

82. GRUPO COORDENADOR DO PLANEJAMENTO DOS SISTEMAS ELÉTRICOS – GCPS; GRUPO COORDENADOR PARA A OPERAÇÃO INTERLIGADA – GCOI. Sub-grupo Misto GCPS-GCOI para estudos de critérios de atendimento. **Determinação das energias garantidas a riscos pré-fixados** (Atividade 4). [Rio de Janeiro]: Sub-grupo misto GCPS-GCOI, maio 1984.

83. KELMAN, J.; GOMES, F. B. M.; PINHEIRO, S. F. & PEREIRA, M. V. F. **Revisão do Conceito de Energia Firme Através do Uso de Séries Hidrológicas Sintéticas**. In: V Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Recife, 1979. 17 p. **Anais...** Disponível em: <http://www.kelman.com.br/prodBiblio_c.htm> Acesso em: 2 fev. 2012.

84. GRUPO COORDENADOR DO PLANEJAMENTO DOS SISTEMAS ELÉTRICOS – GCPS. Comitê Técnico de Estudos Energéticos. **Critérios provisórios para rateio da energia e potência garantidas.** Rio de Janeiro: GCPS, jun. 1989.

85. MARZANO, L.G.B.; MACEIRA, M.E.P.; JUSTINO, T.C.; MELO, A.C.G. Avaliação de critérios de cálculo da garantia física total do SIN. In: XXII Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Brasília, out. 2013. **Anais...** (BR/GPL/09)

86. GRUPO COORDENADOR DO PLANEJAMENTO DOS SISTEMAS ELÉTRICOS. **Plano decenal de expansão 1998 - 2007**. [S.l.]: Eletrobras.

87. CASTRO, N. J. de; BRANDÃO, R.; MARTELO JÚNIOR, E. **Pensando o fim das concessões do setor elétrico.** Rio de Janeiro: Grupo de Estudos do Setor Elétrico [UFRJ], ago. 2013. Disponível em: <**http://www.nuca.ie.ufrj.br/gesel/tdse/TDSE40.pdf>.** Acesso em: 25 out. 2014.

88. GRUPO COORDENADOR DO PLANEJAMENTO DOS SISTEMAS ELÉTRICOS. **Plano decenal de expansão 1994 - 2003**. [S.l.]: Eletrobras, dez. 1993.

89. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução Normativa n. 244, de 30 de julho de 1998. Estabelece os critérios de cálculo dos montantes de energia e demanda de potência, a serem considerados nos contratos iniciais. **Biblioteca Virtual**. Brasília: Agência Nacional de Energia Elétrica. Disponível em: < http://biblioteca.aneel.gov.br/ index.html>. Acesso em: 7 set 2015.

90. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Resolução Normativa n. 249, de 11 de agosto de 1998. Estabelece as condições de participação dos agentes no Mercado Atacadista de Energia Elétrica - MAE e diretrizes para estabelecimento do Mecanismo de Realocação de Energia - MRE. **Biblioteca Virtual**. Brasília: Agência Nacional de Energia Elétrica. Disponível em: < http://biblioteca.aneel.gov.br/index.html>. Acesso em: 7 set 2015.

91. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Cadernos temáticos Aneel. Energia assegurada. Brasília: Aneel, abr. 2005. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/ arquivos/pdf/caderno3capa.pdf>. Acesso em: 13 ago. 2013.

92. CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA. Resolução n. 1, de 17 de novembro de 2004. Define o critério geral de garantia de suprimento aplicável aos estudos de expansão da oferta e do planejamento da operação do sistema elétrico interligado, bem como ao cálculo das garantias físicas de energia e potência de um empreendimento de geração de energia elétrica. **Sítio eletrônico**. Brasília: Ministério de Minas e Energia. Disponível em: < http://www.mme.gov.br/web/guest/conselhos-e-comites/cnpe>. Acesso em: 6 set 2015.

93. CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA. Resolução n. 9, de 28 de julho de 2008. Define o critério de cálculo das garantias físicas de energia e potência de novos empreendimentos de geração e do planejamento da expansão da oferta de energia elétrica. **Sítio eletrônico**. Brasília: Ministério de Minas e Energia. Disponível em: < http://www.mme. gov.br/web/guest/conselhos-e-comites/cnpe>. Acesso em: 6 set 2015.

94. CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA. Resolução n. 8, de 20 de dezembro de 2007. Estabelece diretrizes para a utilização da Curva de Aversão ao Risco - CAR, e dá outras providências. **Sítio eletrônico**. Brasília: Ministério de Minas e Energia. Disponível em: < http://www.mme.gov.br/web/guest/conselhos-e-comites/cnpe>. Acesso em: 13 jul 2015.

95. MEDEIROS, C. **Novo PLD:** preços mais altos e próximos da realidade. Agência CanalEnergia, ago. 2013. Em: < http://www.canalenergia.com.br/zpublisher/materias/ Retrospectiva.asp?id=97015&a=2013 >. Acesso em: 13 set. 2013.

96. EXCELÊNCIA ENERGÉTICA CONSULTORIA. **Análise regulatória excelência energética:** “Garantia” de Suprimento. [São Paulo]: Excelência Energética Consultoria, jan. 2013. Disponível em: <http://www.excelenciaenergetica.com.br/pt-br/midia/analises-regulatorias**>.** Acesso em: 25 mar. 2014.

97. CONSELHO NACIONAL DE POLÍTICA ENERGÉTICA. Resolução n. 3, de 6 de março de 2013. Estabelece diretrizes para a internalização de mecanismos de aversão a risco nos programas computacionais para estudos energéticos e formação de preço, e dá outras providências. **Sítio eletrônico**. Brasília: Ministério de Minas e Energia. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/web/guest/conselhos-e-comites/cnpe>. Acesso em: 13 jul 2015.

98. COMISSÃO PERMANENTE PARA ANÁLISE DE METODOLOGIAS E PROGRAMAS COMPUTACIONAIS DO SETOR ELÉTRICO. Desenvolvimento, implementação e teste de validação das metodologias para internalização de mecanismos de aversão a risco nos programas computacionais para estudos energéticos e formação de preço. Brasília: CPAMP, jul. 2013. (Relatório Técnico) Disponível em: <http://www.mme.gov.br/web/guest/conselhos-e-comites/cnpe/documentos-rel>. Acesso: 3 nov. 2013.

99. DA COSTA JR., L. C.; PEREIRA, M. V.; GRANVILLE, S.; CAMPODÓNICO, N; FAMPA, M.H.C. Planejamento da operação de sistemas hidrotérmicos com aversão ao risco: uma abordagem para controlar o risco de déficit e limitar a energia não suprida. IN. In: XXII Seminário Nacional de Produção e Transmissão de Energia Elétrica, Brasília, out. 2013. **Anais...** (BR/GPO/20)

100. CASTRO, N. J. de; BRANDÃO, R.; DANTAS, G. A bioeletricidade sucroenergética na matriz elétrica. In: DE SOUSA, E.L. (org.); MACEDO, I.S.(org.) *et al*. **Etanol e bioeletricidade:** a cana-de-açucar no futuro da matriz energética. São Paulo: Luc Projetos de Comunicação, 2010. Cap. 5, p.136-153.

101. CANTÃO, M. P. **Complementariedade hidroeólica no território brasileiro**. 2015. 102p. Relatório de atividades (Estágio de pós-doutoramento) - Departamento de Hidráulica e Saneamento, Universidade Federal d Paraná, Curitiba, 2015.

102. MINISTÉRIO DE MINAS E ENERGIA. Revisão ordinária de garantia física de energia das usinas hidrelétricas – UHEs. Brasília: Ministério de Minas e Energia, 15 dez. 2014. Disponível em: <http://www.mme.gov.br/documents/10584/1851073/RELATORIO_ FINAL _Rev+Ord+GF_MME_EPE_CEPEL.pdf/fa75e90b-2836-4034-96e2-e6b2eabebe88>. Acesso em: 15 ago. 2015.

103. EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Estudos para a licitação da expansão da geração.** Garantia física dos empreendimento hidroelétricos. Leilão de energia nova A-5 de 2012**.** [Rio de Janeiro]: EPE, set. 2012. Disponível em: < http://www.epe.gov.br/leiloes/Documents/Leil%C3%A3o%20A-5%20 2012/EPE-DEE-RE-076-2012.pdf>. Acesso em: 13 dez 2013. (EPE-DEE-RE-076/2012-r0).

104. HOGAN, W.W. **On an "energy only" eletricity market design for resource adequacy**. Cambridge: Center for Business and Government. Harvard Univesity University, set. 2005.

105. MINISTÉRIO DE MINAS DE ENERGIA. Portaria n. 861, de 18 de outubro de 2010. **Sítio eletrônico**. Brasília: Ministério de Minas e Energia. Disponível em: <http://www.mme. gov.br/web/guest/acesso-a-informacao/legislacao>. Acesso em: 2 out 2015.

106. MINISTÉRIO DE MINAS DE ENERGIA. Portaria n. 492, de 12 de setembro de 2014. **Sítio eletrônico**. Brasília: Ministério de Minas e Energia. Disponível em: <http://www.mme. gov.br/web/guest/acesso-a-informacao/legislacao>. Acesso em: 2 out 2015.

107. BRASIL. Decreto n. 2.655, de 2 de julho de 1998. Regulamenta o Mercado Atacadista de Energia, define as regras de organização do Operador Nacional do Sistema Elétrico [...]. **Portal da Legislação**. Brasília: Presidência da República. Disponível em: <http://www4.planalto.gov.br/legislacao>. Acesso em: 3 out 2015.

108. BRASIL. Comissão de Análise do Sistema Hidrotérmico de Energia Elétrica [instituída pelo Decreto de 22 de maio de 2001]. Relatório da Comissão de Análise do Sistema Hidrotérmico de Energia Elétrica. Brasília, jun. 2001. ("Relatório Kelman")

109. MINISTÉRIO DE MINAS DE ENERGIA. Portaria n. 303, de 18 de novembro de 2004. **Sítio eletrônico**. Brasília: Ministério de Minas e Energia. Disponível em: <http://www.mme. gov.br/web/guest/acesso-a-informacao/legislacao>. Acesso em: 1º out 2015.

110. TRIBUNAL DE CONTAS DA UNIÃO. Acórdão nº 1.171/2014-Plenário. Tribunal de Contas da União, Ministério de Minas e Energia, Agência Nacional de Energia Elétrica, Empresa de Pesquisa Energética, Operador Nacional do Sistema Elétrico e Câmara de Comercialização de Energia Elétrica. Relator: Ministro Augusto Sherman. Sítio Eletrônico: TCU. Disponível em: <http://portal.tcu.gov.br/cidadao/cidadao.htm>. Acesso em: 20 jun. 2015. (AC-1171-15/14-P)

111. MINISTÉRIO DE MINAS DE ENERGIA. Portaria n. 681, de 30 de dezembro de 2014. **Sítio eletrônico**. Brasília: Ministério de Minas e Energia. Disponível em: <http://www.mme. gov.br/web/guest/acesso-a-informacao/legislacao>. Acesso em: 3 out 2015.

112. MINISTÉRIO DE MINAS DE ENERGIA. Portaria n. 537, de 8 de dezembro de 2015. **Sítio eletrônico**. Brasília: Ministério de Minas e Energia. Disponível em: <http://www.mme. gov.br/web/guest/acesso-a-informacao/legislacao>. Acesso em: 20 jan. 2016.

113. MINISTÉRIO DE MINAS DE ENERGIA. Portaria n. 544, de 17 de dezembro de 2015. **Sítio eletrônico**. Brasília: Ministério de Minas e Energia. Disponível em: <http://www.mme. gov.br/web/guest/acesso-a-informacao/legislacao>. Acesso em: 20 jan. 2016.

114. EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Estudos para a licitação da expansão da geração.** Análise da garantia física dos empreendimentos – Parte 2**.** [Rio de Janeiro]: EPE, nov. 2005. Disponível em: < http://www.epe.gov.br/>. Acesso em: 13 dez 2013. (EPE-DEE-RE-038/2005-r2).

115. EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Estudos para a licitação da expansão da geração.** Análise energética e da garantia física dos empreendimentos – Parte 2**.** Garantia física dos empreendimentos hidroelétricos do leilão de compra de energia nova A-5 de 2006.[Rio de Janeiro]: EPE, ago. 2006. Disponível em: < http://www.epe.gov.br/>. Acesso em: 13 dez 2013. (EPE-DEE-RE-077/2006-r0).

116. EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Estudos para a licitação da expansão da geração.** Garantia física dos empreendimentos hidroelétricos do leilão de compra de energia nova de A-5 de 2008. [Rio de Janeiro]: EPE, jul. 2008. Disponível em: < http://www.epe.gov.br/>. Acesso em: 13 dez 2013. (EPE-DEE-RE-105/2008-r0).

117. EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Estudos para a licitação da expansão da geração.** Cálculo da garantia física da UHE Belo Monte.[Rio de Janeiro]: EPE, jan. 2010. Disponível em: < http://www.epe.gov.br/>. Acesso em: 13 dez 2013. (EPE-DEE-RE-004/2010-r0).

118. EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Estudos para a licitação da expansão da geração.** Garantia física dos empreendimentos hidroelétricos do leilão de energia nova A-5 de 2010. [Rio de Janeiro]: EPE, jun. 2010. Disponível em: < http://www.epe.gov.br/>. Acesso em: 13 dez 2013. (EPE-DEE-RE-031/2010-r1).

119. EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Estudos para a licitação da expansão da geração.** Garantia física dos empreendimentos hidroelétricos. Leilão de compra de energia nova A-5 de 2011. [Rio de Janeiro]: EPE, jan. 2012. Disponível em: < http://www.epe.gov.br/>. Acesso em: 13 dez 2013. (EPE-DEE-RE-101/2011-r1).

120. EMPRESA DE PESQUISA ENERGÉTICA. **Estudos para a licitação da expansão da geração.** Garantia física dos empreendimentos hidroelétricos. 1º leilão de compra de energia nova A-5 de 2013. [Rio de Janeiro]: EPE, jul. 2013. Disponível em: < http://www.epe.gov.br/>. Acesso em: 13 dez 2013. (EPE-DEE-RE-068/2013-r0).

121. MARTINS, D.M.R. **Setor elétrico brasileiro**: análise do investimento de capital em usinas termelétricas. 2008. 86p. Dissertação (Mestrado em Economia) - Pontifícia Universidade Católica, Rio de Janeiro, 2008.

122. BRANDÃO, L. G. L. **Análise de risco em novos empreendimentos considerando o índice de custo benefício**. 2009. 102p. Dissertação (Mestrado em Engenharia Elétrica) - Faculadade de Tecnologia, Universidade de Brasília, Brasília, 2009.

123. BILLO, E. J. Linear Regression and Curve Fitting. In:______. **Excel® for scientists and engineers.** Numerical Methods. New Jersey: John Wiley & Sons, 2007. Cap. 13, p.287-312.

124. COMITÊ DE MONITORAMENTO DO SETOR ELÉTRICO. Ata da 140º Reunião do CMSE, de 13 de fevereiro de 2014. Disponivel em: < http://www.mme.gov.br/web/guest/ conselhos-e-comites/cmse/atas-cmse-2014>. Acesso em: 15 jan. 2016.

125. PSR. **Energy report**. 86 ed. [Rio de Janeiro]: fev. 2014.

126. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. Banco de informações da geração. Disponível em: <http://www.aneel.gov.br/informacoes-tecnicas>. Acesso em: mar. 2016.

127. AGÊNCIA NACIONAL DE ENERGIA ELÉTRICA. **Biblioteca virtual**. Disponível em: < http://biblioteca.aneel.gov.br/index.html>. Acesso em: mar. 2016.

128. CÂMARA DE COMERCIALIZAÇÃO DE ENERGIA ELÉTICA. Relatório geral da geração e garantia física das usinas em operação comercial. Mês de referência – novembro de 2014. **Biblioteca virtual.** Disponível em: <http://www.ccee.org.br>. Acesso em: 8 mar. 2016.

ANEXOS

ANEXO A

Resultados das simulações energéticas para avaliar a sensibilidade da carga crítica e do bloco hidráulico em relação ao custo do déficit e ao custo marginal de expansão

nº	Deque base	CME (R$/MWh)	Custo Déficit (R$/MWh)	CMO (R$/MWh)				Carga de Energia (MWmédio)				Resultados das Simulações Energéticas (MWmédios)					Risco de Déficit
				SE/CO	S	NE	N	SE/CO	S	NE	N	Carga Crítica	Bloco Hidráulico	Bloco Térmico	Geração Hidrelétrica	Geração Termelétrica	
1	LEN A-5 2014	139	3.150	139	139	139	137	40.501	10.701	12.320	6.958	70.480	56.480	14.009	60.427	10.016	0,55%
2	LEN A-5 2014	112	3.150	112	112	112	110	39.869	10.534	12.128	6.849	69.380	56.221	13.168	60.010	9.347	0,51%
3	LEN A-5 2014	90	3.150	91	91	91	90	39.323	10.390	11.962	6.756	68.431	55.889	12.552	59.642	8.769	0,45%
4	LEN A-5 2014	100	3.150	98	98	99	96	39.495	10.435	12.014	6.785	68.729	55.994	12.742	59.752	8.959	0,52%
5	LEN A-5 2014	120	3.150	122	122	123	121	40.127	10.602	12.206	6.894	69.829	56.298	13.538	60.207	9.595	0,55%
6	LEN A-5 2014	130	3.150	130	130	131	129	40.329	10.655	12.268	6.928	70.180	56.355	13.830	60.343	9.803	0,56%
7	LEN A-5 2014	147	3.150	147	147	147	145	40.673	10.747	12.372	6.988	70.780	56.550	14.238	60.543	10.200	0,63%
8	LEN A-5 2014	139	6.000	140	140	139	137	40.324	10.654	12.280	6.935	70.193	55.988	14.212	60.229	9.936	0,30%
9	LEN A-5 2014	139	9.000	140	140	140	137	40.231	10.630	12.238	6.912	70.011	55.688	14.331	60.100	9.888	0,25%
10	LEN A-5 2014	139	12.000	140	140	139	137	40.148	10.608	12.213	6.897	69.866	55.508	14.367	60.004	9.847	0,22%
11	LEN A-5 2014	139	15.000	139	139	138	136	40.047	10.581	12.182	6.880	69.690	55.247	14.450	59.884	9.774	0,20%

ANEXO B

Dados utilizados nas análises de regressão do Capítulo 5

a) usinas do subsistema Sudeste/Centro-Oeste

Subsistema	Nome	Potência (MW)	FCmáx	TEIF	IP	Disp. máx (MWméd)	Inflexibilidade (MWmédio)	CVU (ξ) (R$/MWh)	Combustível	Oferta termelétrica (MWméd)	$\psi(\xi)$	Oferta termelétrica (MWméd)	$\psi(\xi)$
										(desconsiderando CVaR)		(considerando CVaR)	
SE/CO	IGARAPE	131	1	0,0846	0,0927	108,80	2,23	645,3	óleo	26,87	0,2312	9,73	0,0704
SE/CO	ST.CRUZ 34	440	0,909	0,0918	0,0544	343,48	0	310,41	óleo	131,62	0,3832	77,20	0,2248
SE/CO	R.SILVEIRA	32	0,94	0,0206	0,1225	25,85	0	523,35	diesel	7,12	0,2753	2,34	0,0906
SE/CO	CUIABA G CC	480	1	0,02	0,0831	431,31	12,02	650	gás	108,21	0,2294	40,98	0,0691
SE/CO	CAUHYRA I	148	1	0,02	0,04	139,24	0	502,03	óleo	39,11	0,2809	12,97	0,0932
SE/CO	LINHARES	204	1	0,02	0,03	193,92	0	120,61	gás	142,42	0,7344	151,21	0,7798
SE/CO	W.ARJONA G	206,4	1	0,0362	0,0156	195,83	0	197,85	gás	103,35	0,5278	92,29	0,4713
SE/CO	MC2 N VENECI	176	1	0,01	0,02	170,76	0	379,62	óleo	57,13	0,3346	24,78	0,1451
SE/CO	TERMORIO	1058	0,979	0,01	0,027	997,74	100,5	140,77	gás	699,15	0,6672	717,14	0,6873
SE/CO	VIANA	174,6	1	0,013	0,027	167,68	0	559,5	óleo	43,33	0,2584	13,53	0,0807
SE/CO	JUIZ DE FORA	87,1	1	0,02	0,08	78,53	0	150	gás	50,05	0,6374	50,85	0,6476
SE/CO	ELETROBOLT	385,9	1	0,009	0,023	373,63	0	180,73	gás	210,72	0,5640	200,29	0,5361
SE/CO	IBIRITERMO	226	1	0,035	0,0268	212,25	0	188,89	gás	115,77	0,5455	106,93	0,5038
SE/CO	TRES LAGOAS	385,8	0,907	0,012	0,0288	335,76	0	118,74	gás	249,11	0,7419	265,02	0,7893
SE/CO	ST.CRUZ NOVA	564	0,887	0,022	0,063	458,44	0	81,29	gás	398,71	0,8697	420,64	0,9175
SE/CO	MACAE MER	922,6	1	0,0286	0,02	878,29	0	319,35	gás	329,00	0,3746	186,38	0,2122
SE/CO	CUBATAO	249,9	0,864	0,0226	0,02	206,81	86,4	215,53	gás	147,73	0,5093	137,88	0,4275
SE/CO	PIE-RP	30	1	0,018	0,02	28,87	0	169,03	biomassa	17,08	0,5916	16,72	0,5792
SE/CO	XAVANTE	53,6	1	0,035	0,08	47,59	0	915,34	diesel	9,12	0,1917	2,62	0,0550
SE/CO	NOVAPIRAT	576,1	0,963	0,0269	0,034	521,51	0	233,27	gás	243,95	0,4678	195,16	0,3742
SE/CO	DAIA	44,3	0,85	0,025	0,022	35,91	0	631,34	diesel	8,48	0,2361	2,57	0,0716
SE/CO	Goiania 2 BR	145,2	0,97	0,03	0,02	133,89	0	687,11	diesel	29,71	0,2219	8,98	0,0671
SE/CO	NORTEFLU-2	100	1	0,0556	0,0761	87,25	0	58,89	gás	81,73	0,9367	84,41	0,9674
SE/CO	NORTEFLU-3	200	1	0,0556	0,0761	174,51	0	102,84	gás	138,56	0,7940	147,84	0,8472
SE/CO	NORTEFLU-4	168,9	0,429	0,0556	0,0761	63,22	0	149,33	gás	40,44	0,6396	41,11	0,6502
SE/CO	PALMEIRA GOI	175,6	0,8	0,025	0,022	133,95	0	613,65	diesel	31,98	0,2388	9,75	0,0728
SE/CO	T.NORTE 1	64	1	0,0262	0,0237	60,85	0	610,33	óleo	14,59	0,2398	4,44	0,0730
SE/CO	T.NORTE 2	340	1	0,0233	0,0339	320,82	0	487,56	óleo	92,31	0,2877	31,56	0,0984
SE/CO	BAIXADA FLU	530	1	0,02	0,03	503,82	0	85,36	gás	430,52	0,8545	454,67	0,9024
SE/CO	COCAL	28,2	1	0,02	0,02	27,08	0	155,51	biomassa	16,90	0,6240	16,95	0,6260

b) usinas do subsistema Sul

Subsistema	Nome	Potência (MW)	FCmáx	TEIF	IP	Disp. máx (MWméd)	Inflexibilidade (MWmédio)	CVU (ξ) (R$/MWh)	Combustível	Oferta termelétrica (MWméd)	$\psi(\xi)$	Oferta termelétrica (MWméd)	$\psi(\xi)$
										(desconsiderando CVaR)		(considerando CVaR)	
S	P.MEDICI A	126	0,873	0,14	0,23	72,84	50	115,9	carvão	68,04	0,7897	68,59	0,8141
S	P.MEDICI B	320	0,9	0,2	0,1	207,36	105	115,9	carvão	183,95	0,7713	187,69	0,8079
S	J.LACERDA C	363	1	0,0411	0,0544	329,15	300	128,25	carvão	325,86	0,8872	323,87	0,8189
S	J.LACERDA B	262	1	0,06	0,1102	219,14	120	155,5	carvão	183,89	0,6444	182,85	0,6339
S	J.LACERDA A1	100	1	0,4467	0,1225	48,55	0	207,4	carvão	24,69	0,5085	21,55	0,4438
S	J.LACERDA A2	132	1	0,1038	0,1109	105,18	33	156,45	carvão	78,43	0,6293	78,08	0,6245
S	FIGUEIRA	20	0,87	0,084	0,1225	13,99	5	341,89	carvão	8,31	0,3680	6,72	0,1911
S	CHARQUEADAS	72	1	0,1394	0,1225	54,37	24	169,55	carvão	42,31	0,6027	41,67	0,5818
S	ALEGRETE	66	1	0,1491	0,1225	49,28	0	564,57	óleo	12,62	0,2561	3,95	0,0801
S	S.JERONIMO	20	0,9	0,0125	0,0125	17,55	5	248,31	carvão	10,69	0,4531	9,25	0,3388
S	ARAUCARIA	484,2	1	0,02	0,0343	458,24	0	219	gás	225,01	0,4910	188,39	0,4111
S	CANOAS	248,6	1	0,0175	0,0674	227,79	0	541,93	gás	60,87	0,2672	19,69	0,0864
S	CANDIOTA 3	350	1	0,055	0,041	317,19	210	55,85	carvão	314,95	0,9791	315,77	0,9867
S	Cisframa	4	0,9	0,035	0,06	3,27	0	199,91	biomassa	1,72	0,5282	1,54	0,4701

c) usinas do subsistema Nordeste

Subsistema	Nome	Potência (MW)	FCmáx	TEIF	IP	Disp. máx (MWméd)	Inflexibilidade (MWmédio)	CVU (ξ) (R$/MWh)	Combustível	Oferta termelétrica (MWméd) (desconsiderando CVaR)	ψ(ξ)	Oferta termelétrica (MWméd) (considerando CVaR)	ψ(ξ)
NE	FORTALEZA	346,6	0,98	0,0194	0,0191	326,72	223	101,47	gás	309,43	0,8333	311,26	0,8510
NE	TERMOBAHIA	185,9	0,855	0,015	0,0422	149,95	0	204,43	gás	76,46	0,5099	67,05	0,4471
NE	CAMPINAGRAND	169,1	1	0,013	0,027	162,40	0	559,51	óleo	38,11	0,2346	11,96	0,0736
NE	GLOBAL 1	148,8	1	0,02	0,02	142,91	0	555,06	óleo	34,36	0,2404	10,95	0,0766
NE	GLOBAL 2	148,8	1	0,02	0,04	139,99	0	555,06	óleo	33,60	0,2400	10,69	0,0764
NE	MARACANAU I	168	0,97	0,03	0,02	154,91	0	543,93	óleo	38,32	0,2474	12,38	0,0799
NE	TERMOCEARA	220	1	0	0,0044	219,03	0	191,45	gás	117,89	0,5382	107,03	0,4886
NE	TERMONORDEST	170,9	0,95	0,03	0,01	155,91	0	554,9	óleo	37,90	0,2431	12,10	0,0776
NE	TERMOPARAIBA	170,9	0,95	0,03	0,01	155,91	0	554,9	óleo	37,84	0,2427	12,07	0,0774
NE	FAFEN	138	0,996	0,0281	0,0648	124,93	0	188,15	gás	68,75	0,5503	63,08	0,5049
NE	MC2 CAMACA 2	176	1	0,01	0,02	170,76	0	379,62	óleo	54,27	0,3178	23,68	0,1387
NE	MC2 CAMACA 3	176	1	0,01	0,02	170,76	0	379,62	óleo	54,45	0,3189	23,70	0,1388
NE	MC2 GOV MANG	176	1	0,01	0,02	170,76	0	379,62	óleo	54,53	0,3194	23,69	0,1387
NE	MC2 MESSIAS	176	1	0,01	0,02	170,76	0	384,57	óleo	52,79	0,3092	22,72	0,1331
NE	VALE DO ACU	323	0,96	0,03	0,052	285,14	0	287,83	gás	113,24	0,3971	73,17	0,2566
NE	CAMACARI G	346,8	0,91	0,009	0,082	287,10	2,3	360,81	gás	98,21	0,3368	47,50	0,1587
NE	MC2 N S SOCO	176	1	0,01	0,02	170,76	0	343,31	óleo	59,27	0,3471	30,94	0,1812
NE	MC2 SAPEACU	176	1	0,01	0,02	170,76	0	379,62	óleo	54,43	0,3187	23,67	0,1386
NE	MC2 SUAPE 2B	350	1	0,01	0,02	339,57	0	375,32	óleo	110,59	0,3257	49,50	0,1458
NE	TERMOPE	532,8	1	0,03	0,045	493,56	348,8	70,16	gás	484,92	0,9403	485,80	0,9464
NE	PERNAMBUCO 3	200,8	1	0,01	0,02	194,82	0	413,97	óleo	56,99	0,2925	22,66	0,1163
NE	TERMOPOWER 5	200,8	1	0,01	0,02	194,82	0	413,97	óleo	56,92	0,2922	22,61	0,1160
NE	TERMOPOWER 6	200,8	1	0,01	0,02	194,82	0	413,97	óleo	56,77	0,2914	22,54	0,1157
NE	ALTOS	13,1	1	0,02	0,013	12,67	0	579,84	diesel	2,88	0,2277	0,89	0,0701
NE	ARACATI	11,5	1	0,02	0,013	11,12	0	579,84	diesel	2,52	0,2266	0,78	0,0698
NE	BAHIA 1	31,8	0,973	0,04	0,02	29,11	0	648,71	gás	6,15	0,2112	1,82	0,0624
NE	BATURITE	11,5	1	0,02	0,013	11,12	0	579,84	diesel	2,52	0,2264	0,78	0,0698
NE	CAMPO MAIOR	13,1	1	0,02	0,013	12,67	0	579,84	diesel	2,88	0,2274	0,89	0,0701
NE	CAUCAIA	14,8	1	0,02	0,013	14,32	0	579,84	diesel	3,24	0,2265	1,00	0,0698
NE	CRATO	13,1	1	0,02	0,013	12,67	0	579,84	diesel	2,88	0,2272	0,89	0,0699
NE	ENGUIA PECEM	14,8	1	0,02	0,013	14,32	0	579,84	diesel	3,24	0,2264	1,00	0,0697
NE	IGUATU	14,8	1	0,02	0,013	14,32	0	579,84	diesel	3,24	0,2263	1,00	0,0697
NE	JUAZEIRO	14,8	1	0,02	0,013	14,32	0	579,84	diesel	3,24	0,2263	1,00	0,0697
NE	MARAMBAIA	13,1	1	0,02	0,013	12,67	0	579,84	diesel	2,88	0,2271	0,89	0,0699
NE	NAZARIA	13,1	1	0,02	0,013	12,67	0	579,84	diesel	2,88	0,2270	0,89	0,0699
NE	PETROLINA	136	1	0,025	0,055	125,31	0	779,89	óleo	23,92	0,1909	6,79	0,0542
NE	Potiguar	52,8	1	0,02	0,02	50,71	0	836,88	diesel	9,41	0,1855	2,62	0,0517
NE	TERMOCABO	49,7	0,98	0,02	0,02	46,78	0	552,65	óleo	11,46	0,2450	3,66	0,0783
NE	MC2 STO ANT	176	1	0,01	0,02	170,76	0	379,62	óleo	54,24	0,3176	23,61	0,1383
NE	S R CASSIA	174,6	1	0,01	0,02	169,40	0	432,34	óleo	48,00	0,2834	18,15	0,1071
NE	Termomanaus	156,2	1	0	0	156,20	0	927,82	diesel	27,54	0,1763	7,80	0,0499
NE	Pau Ferro I	102,6	0,916	0	0	93,98	0	927,82	diesel	16,51	0,1757	4,68	0,0498
NE	Potiguar III	66,4	0,825	0	0	54,78	0	836,87	diesel	10,19	0,1860	2,85	0,0519
NE	MC2 PECEM 2	350	1	0,01	0,02	339,57	0	375,32	óleo	110,26	0,3247	49,32	0,1452
NE	P. PECEM 2	360	1	0,015	0,035	342,19	0	134,4	carvão	235,13	0,6871	243,15	0,7106
NE	Camacari MI	148	1	0,04	0,02	139,24	0	710,84	óleo	27,89	0,2003	8,21	0,0590
NE	MARACANAU II	70	0,97	0,03	0,02	64,55	0	543,93	óleo	15,97	0,2475	5,15	0,0798
NE	Camacari PI	150	1	0,04	0,02	141,12	0	710,84	óleo	28,18	0,1997	8,30	0,0588
NE	P. PECEM 1	720,3	1	0,017	0,083	649,29	0	128,83	carvão	464,65	0,7156	481,48	0,7415
NE	SUAPE II	381,3	1	0,01	0,02	369,94	0	571,38	óleo	85,25	0,2304	26,67	0,0721

d) usinas do subsistema Norte

Subsistema	Nome	Potência (MW)	FCmáx	TEIF	IP	Disp. máx (MWméd)	Inflexibilidade (MWmédio)	CVU (ξ) (R$/MWh)	Combustível	Oferta termelétrica (MWméd) (desconsiderando CVaR)	ψ(ξ)	Oferta termelétrica (MWméd) (considerando CVaR)	ψ(ξ)
N	MARANHAO V	337,6	1	0,01	0,02	327,54	0	75,96	gás	285,50	0,8717	302,91	0,9248
N	MARANHAO IV	337,6	1	0,01	0,02	327,54	0	75,96	gás	285,31	0,8711	302,90	0,9248
N	GERAMAR II	165,9	0,96	0,013	0,027	152,95	0	559,49	óleo	36,44	0,2383	11,36	0,0743
N	GERAMAR I	165,9	0,96	0,013	0,027	152,95	0	559,49	óleo	36,38	0,2379	11,34	0,0741
N	PORTO ITAQUI	360,1	1	0,015	0,035	342,28	0	129,19	carvão	236,82	0,6919	250,23	0,7311
N	APARECIDA B1	130,5	0,766	0,02	0,07	91,11	56	350,72	gás	68,05	0,3431	61,78	0,1648
N	APARECIDA B2	121	0,661	0,02	0,07	72,89	64	352,32	gás	67,13	0,3514	65,35	0,1518
N	PIE JARAQUI	156,7	0,383	0	0	60,02	58,79	165,81	gás	59,59	0,6526	59,38	0,4825
N	PIE MANAUARA	87,8	0,684	0	0	60,06	58,79	174,46	gás	59,63	0,6602	59,40	0,4819
N	PIE P NEGRA	87,8	0,684	0	0	60,06	58,79	166,41	gás	59,65	0,6774	59,44	0,5109
N	SANTANA W	62,4	1	0,0185	0,1354	52,95	0	494,14	diesel	14,07	0,2657	4,77	0,0900
N	PIE TAMBAQUI	155,8	0,385	0	0	59,98	58,79	165,81	gás	59,59	0,6707	59,38	0,4959
N	MARANHAO III	499,3	1	0,0185	0,0162	482,12	241,63	52	gás	468,06	0,9415	474,57	0,9686

e) usinas não consideradas

Subsistema	Nome	Potência (MW)	FCmáx	TEIF	IP	Disp. máx (MWméd)	Inflexibilidade (MWmédio)	CVU (ξ) (R$/MWh)	Combustível
SE/CO	ANGRA 1	657	1	0,03	0,2	509,83	509,82	24,27	nuclear
SE/CO	CACIMBAES	126,5	1	0,013	0,027	121,48	0	120,89	gás
SE/CO	ANGRA 2	1350	1	0,03	0,08	1204,74	1080	19,28	nuclear
SE/CO	ESCOLHA	337,2	1	0,013	0,027	323,83	0	105,09	gás
SE/CO	ICONHA	184	1	0,017	0,0242	176,49	0	339,3	óleo
SE/CO	ANGRA 3	1405	1	0,02	0,0684	1282,72	1282,7	19,46	nuclear
SE/CO	NORTEFLU-1	400	1	0	0	400,00	399,99	37,8	gás
SE/CO	DO ATLANTICO	490	0,93	0,02	0,06	419,79	419,78	124,2	gás de processo
SE/CO	UTE SOL	196,5	1	0,0738	0,1877	147,84	132,98	0,01	gás de processo
NE	MC2 CATU	176,5	1	0,01	0,02	171,24	0	336,81	óleo
NE	MC2 CAMACA 1	176,5	1	0,01	0,02	171,24	0	336,81	óleo
NE	MC2 MACAIBA	400	1	0,01	0,02	388,08	0	337,52	óleo
NE	MC2 RIO LARG	176	1	0,01	0,02	170,76	0	384,57	óleo
NE	MC2 D DAV 2	176,5	1	0,01	0,02	171,24	0	336,81	óleo
NE	MC2 SR BONFI	176,5	1	0,01	0,02	171,24	0	336,81	óleo
NE	MC2 F SANTAN	176,5	1	0,01	0,02	171,24	0	337,69	óleo
NE	MC2 D DAV 1	176,5	1	0,01	0,02	171,24	0	336,81	óleo
N	PIE C ROCHA	85,4	0,761	0	0	64,99	64,98	336,35	gás
N	MAUA B3	120	0,8	0,02	0,07	87,49	87,48	451,68	gás

ANEXO C

Resultados completos da análise de regressão para o SIN de que trata o Capítulo 5

a) desconsiderando o mecanismo de aversão ao risco:

Estatística de regressão	
R múltiplo	0,994785211
R-Quadrado	0,989597615
R-quadrado ajustado	0,989189679
Erro padrão	0,024001781
Observações	107

ANOVA

	gl	*SQ*	*MQ*	*F*	*F de significação*
Regressão	4	5,59001346	1,397503365	2425,860994	3,8488E-100
Resíduo	102	0,058760722	0,000576086		
Total	106	5,648774182			

	Coeficientes	*Erro padrão*	*Stat t*	*valor-P*	*95% inferiores*	*95% superiores*	*Inferior 95,0%*	*Superior 95,0%*
Interseção	1,22473546E+00	0,019808455	61,82892529	1,13764E-82	1,185445484	1,264025434	1,185445484	1,264025434
Variável X 1	-5,13518133E-03	0,000262833	-19,53781254	2,95749E-36	-0,005656509	-0,004613853	-0,005656509	-0,004613853
Variável X 2	1,05861222E-05	1,07477E-06	9,849673732	1,75236E-16	8,45432E-06	1,27179E-05	8,45432E-06	1,27179E-05
Variável X 3	-1,02158603E-08	1,69314E-09	-6,033688907	2,60231E-08	-1,35742E-08	-6,85753E-09	-1,35742E-08	-6,85753E-09
Variável X 4	3,73343500E-12	8,88856E-13	4,200268388	5,71785E-05	1,97039E-12	5,49648E-12	1,97039E-12	5,49648E-12

b) considerando o mecanismo de aversão ao risco:

Estatística de regressão	
R múltiplo	0,996362946
R-Quadrado	0,99273912
R-quadrado ajustado	0,992454379
Erro padrão	0,026391553
Observações	107

ANOVA

	gl	*SQ*	*MQ*	*F*	*F de significação*
Regressão	4	9,713504079	2,42837602	3486,470815	4,201E-108
Resíduo	102	0,071044436	0,000696514		
Total	106	9,784548516			

	Coeficientes	*Erro padrão*	*Stat t*	*valor-P*	*95% inferiores*	*95% superiores*	*Inferior 95,0%*	*Superior 95,0%*
Interseção	1,34713810E+00	0,021780712	61,85004907	1,09967E-82	1,303936159	1,390340034	1,303936159	1,390340034
Variável X 1	-6,17810603E-03	0,000289002	-21,37735832	1,82114E-39	-0,006751341	-0,005604871	-0,006751341	-0,005604871
Variável X 2	1,02489701E-05	1,18178E-06	8,672487684	6,96048E-14	7,90492E-06	1,2593E-05	7,90492E-06	1,2593E-05
Variável X 3	-6,44380284E-09	1,86172E-09	-3,461216266	0,000786739	-1,01365E-08	-2,7511E-09	-1,01365E-08	-2,7511E-09
Variável X 4	1,00694299E-12	9,77357E-13	1,030271903	0,305319218	-9,31639E-13	2,94553E-12	-9,31639E-13	2,94553E-12

ANEXO D

Resultados completos da análise de regressão para o subsistema Sudeste/ Centro-Oeste

a) desconsiderando o mecanismo de aversão ao risco:

Estatística de regressão	
R múltiplo	0,999655222
R-Quadrado	0,999310562
R-quadrado ajustado	0,999200252
Erro padrão	0,006483952
Observações	30

ANOVA

	gl	*SQ*	*MQ*	*F*	*F de significação*
Regressão	4	1,52343889	0,380859723	9059,109795	4,08548E-39
Resíduo	25	0,001051041	4,20416E-05		
Total	29	1,524489931			

	Coeficientes	*Erro padrão*	*Stat t*	*valor-P*	*95% inferiores*	*95% superiores*	*Inferior 95,0%*	*Superior 95,0%*
Interseção	1,25495475E+00	0,010200475	123,0290546	2,59453E-36	1,233946475	1,275963016	1,233946475	1,275963016
Variável X 1	-5,87078299E-03	0,000140401	-41,81432171	1,16287E-24	-0,006159945	-0,005581621	-0,006159945	-0,005581621
Variável X 2	1,41384020E-05	6,01441E-07	23,50756253	1,45001E-18	1,28997E-05	1,53771E-05	1,28997E-05	1,53771E-05
Variável X 3	-1,59094377E-08	9,72607E-10	-16,35751466	7,29362E-15	-1,79126E-08	-1,39063E-08	-1,79126E-08	-1,39063E-08
Variável X 4	6,64685203E-12	5,15408E-13	12,89628382	1,51029E-12	5,58535E-12	7,70836E-12	5,58535E-12	7,70836E-12

b) considerando de mecanismo de aversão ao risco:

Estatística de regressão	
R múltiplo	0,998559753
R-Quadrado	0,99712158
R-quadrado ajustado	0,996661032
Erro padrão	0,018419007
Observações	30

ANOVA

	gl	*SQ*	*MQ*	*F*	*F de significação*
Regressão	4	2,938098336	0,734525	2165,079891	2,3367E-31
Resíduo	25	0,008481495	0,000339		
Total	29	2,946579831			

	Coeficientes	*Erro padrão*	*Stat t*	*valor-P*	*95% inferiores*	*95% superiores*	*Inferior 95,0%*	*Superior 95,0%*
Interseção	1,34125209E+00	0,02897656	46,28749	9,45459E-26	1,281573747	1,40093043	1,281573747	1,40093043
Variável X 1	-5,92841200E-03	0,000398839	-14,8642	6,44025E-14	-0,006749836	-0,005106988	-0,006749836	-0,005106988
Variável X 2	9,09274533E-06	1,70852E-06	5,322012	1,62364E-05	5,57399E-06	1,26115E-05	5,57399E-06	1,26115E-05
Variável X 3	-4,61456487E-09	2,76289E-09	-1,67019	0,107356137	-1,03048E-08	1,07572E-09	-1,03048E-08	1,07572E-09
Variável X 4	8,19141702E-14	1,46412E-12	0,055948	0,955828325	-2,93351E-12	3,09733E-12	-2,93351E-12	3,09733E-12

ANEXO E

a) comparativo entre garantia física e oferta energética das hidrelétricas:

Usinas hidrelétricas da configuração de referência em operação em novembro de 2014	Garantia física em novembro de 2014 (MWmédios)	Oferta energética calculada (MWmédios)
14 de Julho	50,0	48,8
Água Vermelha	746,0	725,7
Aimorés	172,0	182,6
Amador Aguiar I (Capim Branco I)	155,0	161,9
Amador Aguiar II (Capim Branco II)	131,0	138,0
Baguari	80,2	87,2
Balbina	132,2	133,1
Bariri (Álvaro de Souza Lima)	66,0	58,2
Barra Bonita	45,0	50,3
Barra dos Coqueiros	60,2	52,9
Barra Grande	380,6	348,3
Batalha	48,8	32,2
Boa Esperança	143,0	129,5
Cachoeira Dourada	415,0	415,3
Caconde	33,0	34,4
Caçu	35,5	36,8
Camargos	21,0	22,4
Campos Novos	377,9	389,4
Cana Brava	273,5	270,6
Canoas I	57,0	52,3
Canoas II	48,0	42,6
Capivara	330,0	302,0
Castro Alves	64,0	64,0
Chavantes	172,0	164,5
Coaracy Nunes	62,6	62,9
Complexo Ilha Solteira-Três Irmãos	1.949,0	1.917,5
Complexo Paulo Afonso-Apolônio Sales (Moxotó)	2.225,0	2.051,0
Corumbá I	209,0	233,4
Corumbá III	50,9	49,9
Corumbá IV	76,0	68,5
Curuá-Una	24,0	24,0
Dardanelos	154,9	134,6
Dona Francisca	78,0	77,6
Emborcação	497,0	535,6
Eng. José Luiz M. de G. Pereira (Foz do Rio Claro)	41,0	40,3
Espora	23,5	20,4

Usinas hidrelétricas da configuração de referência em operação em novembro de 2014	Garantia física em novembro de 2014 (MWmédios)	Oferta energética calculada (MWmédios)
Estreito	641,1	627,7
Estreito (Luiz Carlos Barreto de Carvalho)	495,0	513,9
Euclides da Cunha	49,0	50,9
Ferreira Gomes	150,2	148,7
Fontes Nova	104,0	122,0
Foz do Chapecó	432,0	431,8
Fundão	65,8	68,0
Funil (Grande)	89,0	83,6
Funil (Paraíba do Sul)	121,0	115,6
Furnas	598,0	615,0
Garibaldi	83,1	81,0
Gov. Bento Munhoz da Rocha Neto (Foz do Areia)	576,0	617,1
Gov. José Richa (Salto Caxias)	605,0	624,1
Gov. Ney Aminthas de Barros Braga (Segredo)	603,0	596,3
Gov. Pedro Viriato Parigot de Souza (Capivari)	109,0	111,1
Guaporé	60,2	64,5
Guilman Amorim	65,9	72,9
Henry Borden	127,7	109,9
Ibitinga	74,0	64,7
Igarapava	136,0	139,0
Ilha dos Pombos	115,0	92,5
Irapé	210,7	198,3
Itá	720,0	759,1
Itaipu	8.182,0	7.507,7
Itapebi	214,3	221,5
Itaúba	190,0	179,5
Itiquira I	42,2	44,5
Itiquira II	68,7	71,9
Itumbiara	1.015,0	974,0
Itutinga	28,0	28,7
Jacuí	123,0	114,2
Jaguara	336,0	340,0
Jaguari	14,0	15,0
Jauru	79,4	79,5
Jirau	2.184,6	2.141,7
Jupiá (Eng. Souza Dias)	886,0	941,6
Jururumirim (Armando A. Laydner)	47,0	43,2
Limoeiro (Armando S. de Oliveira)	32,0	15,4

Usinas hidrelétricas da configuração de referência em operação em novembro de 2014	Garantia física em novembro de 2014 (MWmédios)	Oferta energética calculada (MWmédios)
Luiz Eduardo Magalhães (Lajeado)	526,6	527,4
Luiz Gonzaga (Itaparica)	959,0	900,3
Machadinho	529,0	566,6
Mal. Mascarenhas de Moraes (Peixoto)	295,0	312,6
Manso	92,0	92,7
Marimbondo	726,0	661,6
Mascarenhas	138,5	140,3
Mauá	197,7	170,6
Miranda	202,0	208,5
Monjolinho	43,8	41,9
Monte Claro	59,0	56,5
Nilo Peçanha	335,0	349,7
Nova Avanhandava (Rui Barbosa)	139,0	126,7
Nova Ponte	276,0	285,9
Ourinhos	23,7	24,1
Paraibuna	50,0	52,3
Passo Fundo	119,0	110,1
Passo Real	68,0	68,0
Passo São João	41,1	38,3
Pedra do Cavalo	56,4	55,6
Peixe Angical	280,5	289,7
Pereira Passos	51,0	53,6
Picada	27,0	31,7
Piraju	42,5	38,6
Ponte de Pedra	131,6	154,1
Porto Colômbia	185,0	191,8
Porto Estrela	55,8	63,3
Porto Primavera (Eng. Sérgio Motta)	1.017,0	912,2
Promissão (Mário Lopes Leão)	104,0	95,4
Quebra Queixo	59,7	59,5
Queimado	58,0	74,3
Retiro Baixo	38,5	37,0
Risoleta Neves (Candonga)	64,5	67,9
Rondon II	38,1	40,8
Rosal	30,0	31,3
Rosana	176,0	178,2
Sá Carvalho	58,0	60,1
Salto	67,8	69,0

Usinas hidrelétricas da configuração de referência em operação em novembro de 2014	Garantia física em novembro de 2014 (MWmédios)	Oferta energética calculada (MWmédios)
Salto do Rio Verdinho	58,2	60,5
Salto Grande	55,0	78,5
Salto Grande (Lucas Nogueira Garcez)	55,0	50,4
Salto Osório	522,0	521,6
Salto Pilão	104,4	115,1
Salto Santiago	723,0	740,0
Samuel	92,7	92,0
Santa Branca	32,0	31,1
Santa Clara (MG)	28,1	29,4
Santa Clara (PR)	69,6	66,0
Santo Antônio do Jari	217,7	214,2
Santo Antônio	2.218,0	2.413,6
São José	30,4	30,3
São Salvador	148,5	149,6
São Simão	1.281,0	1.257,8
Serra da Mesa	671,0	640,8
Serra do Facão	182,4	110,3
Simplício	191,3	160,3
Sobradinho	531,0	503,3
Sobragi	38,7	39,0
Taquaruçu	200,6	192,2
Três Marias	239,0	241,2
Tucuruí (I e II)	4.140,0	4.199,3
Volta Grande	229,0	237,9
Xingó	2.139,0	2.098,3

b) comparativo entre garantia física e oferta energética das termelétricas:

Usinas hidrelétricas da configuração de referência em operação em novembro de 2014	Garantia física em novembro de 2014 (MWmédios)	Oferta energética calculada (MWmédios)
Angra I	509,80	509,80
Igarapé	71,30	14,51
Angra II	1.204,70	1.204,74
Linhares	98,70	131,20
Maranhão V	233,30	283,55
Candiota II	251,50	195,26
Jorge Lacerda C	329,00	326,86
Jorge Lacerda B	198,00	190,34
Jorge Lacerda A1	34,70	26,33
Jorge Lacerda A2	88,20	83,42
Figueira	10,30	7,62
Charqueadas	45,70	43,75
Modular de Campo Grande (W. Arjona)	136,10	124,40
Maranhão IV	233,30	283,19
Celso Furtado (Termobahia)	134,60	65,37
MC2 Nova Venécia 2	101,80	124,70
Viana	121,50	22,21
Campina Grande	123,60	20,81
Global I	105,30	15,45
Global II	109,30	15,11
Maracanaú I	122,90	21,57
Termoceará	205,80	113,97
Aureliano Chaves (Ibirité)	178,90	94,41
Sepé Tiaraju (Canoas)	76,70	23,70
Termonordeste	123,80	20,58
Termoparaíba	123,90	20,52
Geramar II	120,80	19,55
Geramar I	120,80	19,55
Rômulo Almeida (Fafen Energia)	115,30	55,07
Jesus Soares Pereira (Vale do Açu)	222,30	103,94
Camaçari (Chesf)	229,80	28,92
Santa Cruz Nova	401,20	389,58
Mário Lago (Macaé Merchant)	674,30	234,59
Santana 2 GE	8,90	4,12
Termopernambuco	504,12	493,56
Pernambuco III	109,20	42,70

Usinas hidrelétricas da configuração de referência em operação em novembro de 2014	Garantia física em novembro de 2014 (MWmédios)	Oferta energética calculada (MWmédios)
Cocal	19,30	18,72
ERB Candeias	14,90	15,28
Xavantes Aruanã	22,20	3,22
Altos	7,90	1,20
Nova Piratininga	473,30	132,88
Aracati	6,70	1,05
Bahia I (Camaçari)	19,00	2,66
Baturité	6,70	1,05
Campo Maior	7,90	1,20
Caucaia	8,50	1,36
Crato	7,90	1,20
Enguia Pecém	8,50	1,36
Iguatu	8,50	1,36
Juazeiro do Norte	8,50	1,35
Marambaia	7,90	1,20
Nazaria	7,90	1,20
Mauá B4	29,80	21,84
Petrolina	84,70	9,11
Potiguar	27,80	3,41
Termocabo	38,00	6,29
Daia	19,70	3,18
Goiânia II	65,30	10,85
Candiota III	262,40	317,19
Termomanaus	70,40	9,09
Pau Ferro I	46,50	5,95
Potiguar III	29,50	3,67
Porto do Pecém II	294,70	299,92
Muricy (Camaçari Muricy I)	101,40	11,49
Arembepe (Camaçari Podo de Apoio I)	101,40	11,33
Porto do Pecém I	631,00	586,71
Cisframa	2,30	1,83
Suape II	265,40	45,60
Porto do Itaqui (Termomaranhão)	332,70	301,17
Palmeiras de Goiás	69,80	12,52
Do Atlântico	419,80	419,79
Termonorte II	289,00	46,55
Aparecida	150,00	57,96

Usinas hidrelétricas da configuração de referência em operação em novembro de 2014	Garantia física em novembro de 2014 (MWmédios)	Oferta energética calculada (MWmédios)
Cristiano Rocha	66,20	67,03
Jaraqui	60,00	62,99
Manauara	60,00	64,88
Mauá B3	100,00	23,37
Ponta Negra	60,00	64,01
Santana 1W	13,40	7,64
Tambaqui	60,00	63,03
Baixada Fluminense	530,00	476,30
Barbosa Lima Sobrinho (Eletrobolt)	343,00	204,95
Gov. Leonel Brizola (Termorio)	986,60	674,34
Luiz Carlos Prestes (Três Lagoas)	335,80	185,06
Euzébio Rocha (Cubatão - CCBS)	205,60	145,80

CÁSSIO GIULIANI CARVALHO - é natural de Santa Maria, Estado do Rio Grande do Sul. Graduou-se em Engenharia Elétrica pela Universidade Federal de Santa Maria. É especialista em geração de energia e mestre em sistemas elétricos pela Universidade Federal de Itajubá. É também advogado, graduado em Direito pela Universidade de Brasília. Atua há mais de uma década no Setor Elétrico brasileiro, tendo ocupado posições técnicas, de direção e de assessoramento nas áreas de planejamento da expansão e de assuntos econômicos e regulatórios. No Ministério de Minas e Energia, já atuou como Coordenador-Geral da Expansão Eletroenergética, Diretor do Departamento de Planejamento Energético, bem como Assessor Especial para assuntos econômicos e regulatórios. No extinto Ministério da Economia, atuou como Coordenador-Geral de Energia Elétrica. Eventualmente ministra aulas em cursos de pós-graduação nas áreas de planejamento de sistemas elétricos e de desenho de mercados de energia elétrica.

Lastro de energia do

SISTEMA HIDROTÉRMICO BRASILEIRO

www.atenaeditora.com.br

contato@atenaeditora.com.br

@atenaeditora

www.facebook.com/atenaeditora.com.br

Atena Editora

Ano 2024

Lastro de energia do

SISTEMA HIDROTÉRMICO BRASILEIRO

www.atenaeditora.com.br
contato@atenaeditora.com.br
@atenaeditora
www.facebook.com/atenaeditora.com.br

Atena
Editora
Ano 2024